

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
«Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

15.03.02 - Технологические машины и оборудование

Разработка конструкции котла - утилизатора для нагрева нефтяного сырья с  
использованием отходов нефти и нефтепродуктов

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_ к.т.н., доцент  
должность, ученая степень

В.О. Колмаков  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

О.А. Коленчуков  
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
«Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Коленчукову Олегу Александровичу

Группа НБ 12-02

Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Тема выпускной квалификационной работы «Разработка конструкции котла - утилизатора для нагрева нефтяного сырья с использованием отходов нефти и нефтепродуктов»

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР В.О. Колмаков, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Разрабатываемый котёл - утилизатор является автономным источником тепловой энергии, работающем на отходах нефти и нефтепродуктов и предназначен для нагрева нефтяного сырья в технологических процессах подготовки и депарафинизации оборудования и трубопроводов. Котел - утилизатор должен быть снабжен устройством подготовки топлива, преобразующим жидкие нефтяные отходы в газообразное топливо. Требуемая производительность: 1 т/ч. Температура нагрева 150°C.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):

Введение. Актуальность темы и современное состояние проблемы

Раздел 1 – Литературный обзор. Аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников по теме работы. Анализ основных характеристик отходов нефти и нефтепродуктов, существующих способов утилизации отходов нефти. Анализ конструктивно - технологических характеристик установок для утилизации отходов нефти и нефтепродуктов. Заключение литературному обзору.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Разработка конструкции котла - утилизатора. Расчёт основных параметров котла - утилизатора (тепловой расчёт, прочностной расчёт конструкционный расчет). Разработка принципиальной технологической схемы установки. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (насосы, запорная и регулирующая арматура,

средства автоматизации технологического процесса, средства обеспечения безопасности).

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт реактора пиролиза. Разработка мероприятий по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.\_\_\_\_\_

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей, плакатов: Технологическая схема котла - утилизатора (1 лист формата А3), чертёж общего вида реактора (1 лист формата А2), чертеж крышки (1 лист формата А3), презентация (12 –16 страниц).

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ В.О. Колмаков

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ О. А. Коленчуков

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка конструкции котла - утилизатора для нагрева нефтяного сырья с использованием отходов нефти и нефтепродуктов» содержит 87 страниц текстового документа, 31 рисунок, 6 таблиц, 2 приложения, 28 использованных источников, 3 листа графического материала.

### КОТЕЛ - УТИЛИЗАТОР, НЕФТЕШЛАМ, РЕАКТОР ПИРОЛИЗА

Цель работы: Проанализировать существующие методы утилизации отходов нефтеперерабатывающих и нефтегазодобывающих производств, существующие способы и установки для утилизации нефтешламов, а также разработать конструкцию котла - утилизатора для нагрева нефтяного сырья с использованием отходов нефти и нефтепродуктов.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ характеристик отходов нефтепродуктов и существующие способы их утилизации;
- анализ конструкций технологических установок для утилизации нефтешламов;
- разработка конструкции котла - утилизатора;
- расчет основных технологических параметров котла - утилизатора, выбор и подбор технологического оборудования;
- разработка мероприятий по эксплуатации и ремонту устройства для подготовки топливного газа.

В ходе выполнения выпускной работы была проанализирована информация о существующих методах утилизации отходов нефти и нефтепродуктов. Разработана конструкция котла - утилизатора для нагрева нефтяного сырья.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Литературный обзор .....	9
1.1 Основные характеристики отходов нефти и нефтепродуктов .....	9
1.2 Способы утилизации отходов нефти и нефтепродуктов .....	15
1.3 Существующие технологические установки переработки отходов нефтепродуктов .....	18
1.4 Анализ патентных источников по устройствам для переработки отходов нефтепродуктов и их аналогов.....	25
1.5 Заключение к литературному обзору.....	54
2 Конструкторско - технологический раздел .....	55
2.1 Расчёт основных параметров котла - утилизатора .....	55
2.2 Разработка принципиальной технологической схемы установки .....	56
2.3 Выбор и обоснование технологического оборудования и комплектующих.....	58
3 Эксплуатация и ремонт реактора пиролиза.....	63
3.1 Назначение, принцип работы и эксплуатация реактора пиролиза .....	63
3.2 Подготовка к ремонту.....	70
3.3 Диагностика повреждений .....	71
3.4 Замена, ремонт и восстановление изношенных деталей .....	73
3.5 Программы испытаний .....	78
Заключение .....	83
Список использованных источников .....	84
Приложение А. Программа расчета устройства подготовки топливного газа .	88
Приложение Б. Графические материалы .....	97

## ВВЕДЕНИЕ

Для окружающей среды на сегодняшний день все большую важность с экологической и экономической точки зрения приобретают процессы рециркуляции природных богатств. Состав и физические свойства отработанных и загрязненных нефтей, которые обычно называют просто - нефтешламы, могут варьироваться в зависимости от источника.

Нефтешламы - одни из крупных и опасных загрязнителей окружающей среды, которые являются пожароопасными и токсичными веществами (относятся к третьему классу опасности). Вместе с тем нефтешламы - это ценнейшее сырье, содержащие в значительных количествах углеводороды. Поэтому целью и результатом утилизации нефтесодержащих отходов должно быть извлечение и использование нефтепродуктов.

Основная масса нефтесодержащих отходов образуется в шламовых амбарах (илонакопителях), при процессах связанных с обслуживанием оборудования, а также при бурении нефтяных скважин, добыче и переработке нефти, отчистки сточных вод и т.д.

Поэтому утилизация нефтешламов необходима не только для защиты окружающей среды, но и для повышения экономической эффективности производства нефтепродуктов.

Цель работы: Проанализировать существующие методы утилизации отходов нефтеперерабатывающих и нефтегазодобывающих производств, существующие способы и установки для утилизации нефтешламов, а также разработать конструкцию котла - утилизатора для нагрева нефтяного сырья с использованием отходов нефти и нефтепродуктов.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ характеристик отходов нефтепродуктов и существующие способы их утилизации;
- анализ конструкций технологических установок для утилизации нефтешламов;

- разработка конструкции котла - утилизатора;
- расчет основных технологических параметров котла - утилизатора, выбор и подбор технологического оборудования;
- разработка мероприятий по эксплуатации и ремонту устройства для подготовки топливного газа.



## 1 Литературный обзор

### 1.1 Основные характеристики отходов нефти и нефтепродуктов

При большом многообразии характеристик различных нефтесодержащих отходов все нефтешламы, учитывая условия их образования, можно разделить их на три основные группы: грунтовые, природные и резервуарного типа. Грунтовые шламы, в основном, образуются в результате проливов нефти и нефтепродуктов на почву в процессе производственных операций либо при аварийных ситуациях. А также грунтовые шламы могут скапливать в специальных амбарах (рисунок 1). Нефтешламы называемые природными образуются при оседании разлитой нефти на дно водоемов, а нефтешламы резервуарного типа - при хранении и перевозке нефтепродуктов в емкостях разной конструкции (рисунок 2) [1].



Рисунок 1 - Амбар для хранения нефтешлама



Рисунок 2 - Резервуары для хранения нефтешлама

Нефтяные шламы по составу очень разнообразны и представляют собой дисперсные примеси, состоящие преимущественно из нефтепродуктов, воды и минеральной части (песок, глина, ил и т.д.), соотношение которых может быть самым разнообразным. Состав шламов может существенно различаться, т.к. он зависит от типа и глубины перерабатываемого сырья (нефти), схем переработки, оборудования, типа коагулянта и др. Источниками образования нефтешламов являются также нефтеперерабатывающие предприятия. Основным отличием органической составляющей шлама нефтедобычи от шлама нефтепереработки является большое содержание смол и асфальтенов, а минеральной части - ионообменных комплексов  $\text{Ca}^{+2}$  и  $\text{Mg}^{+2}$ , против  $\text{Al}^{+3}$  и  $\text{Fe}^{+3}$  у шламов нефтепереработки [2].

В основном, шламы представляют собой тяжелые нефтяные остатки, в которых среднее содержание (по массе) нефтепродуктов 10-57%, воды 30-85%, дисперсных примесей 1,3-46%. Накопление отходов осуществляется на

специально отведенных для этого площадках или в бункерах без какой - либо сортировки или классификации [3].

Нефтешламы, которые образуются при добыче нефти, представляют собой аномально устойчивые эмульсии, постоянно изменяющиеся под действием атмосферы и различных процессах, протекающих в них. Со временем происходит естественное старение эмульсий за счет уплотнения и упрочнения защитных оболочек на каплях воды, испарения легких фракций, окисление и осмоления нефти, изменение качества асфальтенов и смол, образования коллоидно - мицеллярных конгломератов, попадания дополнительных неорганических примесей [4].

Главной причиной образования нефтешламов резервуарного типа является физико - химическое взаимодействие нефтепродуктов в объеме конкретного нефтеприемного устройства с влагой, кислородом воздуха и механическими примесями, а также с материалом стенок резервуара. В результате данных процессов происходит неполное окисление исходных нефтепродуктов с образованием смолистых соединений и ржавление стенок резервуара. Таким образом попадание в объеме нефтепродукта влаги и механических загрязнений приводит к образованию эмульсий второго рода (вода в масле) и минеральных примесей. Так как любой шлам образуется при определенных окружающих условиях и в течение определенного промежутка времени, то одинаковых по составу и физико - химическим характеристикам нефтешламов в природе не бывает. В результате многочисленных исследований в нефтешламах резервуарного типа соотношение нефтепродуктов, воды и механических примесей (частицы песка, глины, ржавчины и т.д.) колеблется в очень больших пределах: углеводороды составляют 5-90%, вода 1-52%, твердые примеси 0,8-65%. Как следствие столь значительного изменения состава нефтешламов диапазон изменения их основных характеристик тоже очень широк. Плотность нефтешламов колеблется в пределах 830 - 1700 кг/м<sup>3</sup>, температура застывания от -3 до +80°C. Температура вспышки лежит в диапазоне от 35 до 120 °C [5].

Общий выход нефтешламов на нефтеперерабатывающих заводах составляет около 7 кг/т перерабатываемой нефти. Это тяжелые нефтяные остатки, которые содержат около 10 - 56% нефтепродуктов, 30 - 85% воды и 1,3 - 46% твердых примесей. При хранении в шламонакопителях отходы, с образованием верхнего слоя, в основном состоящего из водной эмульсии нефтепродуктов, среднего слоя, включающего загрязненную нефтепродуктами и взвешенными частицами воду, и нижнего слоя, около 3/4 которого приходится на влажную твердую фазу, пропитанную нефтепродуктами [6, с. 124].

Нефтяные шламы на предприятиях нефтегазовой отрасли накапливаются и хранятся в стальных резервуарах (ловушечные), земляных или железобетонных амбарах - шламонакопителях с гидроизоляцией или без нее (амбарные).

Ловушечные нефтешламы менее устойчивы, потому что хранятся они в закрытых резервуарах - накопителях и не подвержены длительному и жестокому старению под действием условий окружающей среды, как амбарные [2].

В открытых же шламонакопителях происходят естественные процессы - накопление атмосферных осадков, развитие микроорганизмов, протекание окисления и других процессов, что приводит к частичному обезвреживанию шлама, однако в виду наличия большого количества солей и нефтепродуктов при общем недостатке кислорода процесс обезвреживания протекает десятки лет.

Состав нефтяного шлама, хранящегося в шламонакопителях в течение нескольких лет, отличается от состава свежего. Нефтешлам, образующийся в резервуарах для хранения нефти, по составу и свойствам также отличается от нефтешлама очистных сооружений [7].

При длительном хранении резервуарные (ловушечные) и амбарные нефтяные шламы со временем разделяются на несколько слоев (рисунок 3).

Верхний слой представляет собой обводненный нефтепродукт с содержанием до 5% мелкодисперсных механических примесей и относится к эмульсии второго рода. В составе данного слоя содержится: 70 - 80% масел, 6 - 25% асфальтенов, 7 - 20% смол, 1 - 4% парафинов, а содержание воды колеблется в пределах 5-8%. Довольно часто органическая часть свежееобразованного верхнего слоя нефтешлама по составу и свойствам близка к хранящемуся в резервуарах исходному нефтепродукту.

Средний, сравнительно небольшой по объему слой представляет собой эмульсию первого рода (масло в воде). Данный слой содержит около 70-80% воды и 1,5-15% механических примесей. Следующий слой целиком состоит из отстоявшейся минерализованной воды с плотностью 1,01-1,19 г/см<sup>3</sup>.

Наконец, природный слой (донный ил) обычно представляет собой твердую фазу, включающую до 45% органики, 52-88% твердых механических примесей, включая оксиды железа. Поскольку донный ил представляет собой гидратированную массу, то содержание воды в нем может достигать до 25% [2].

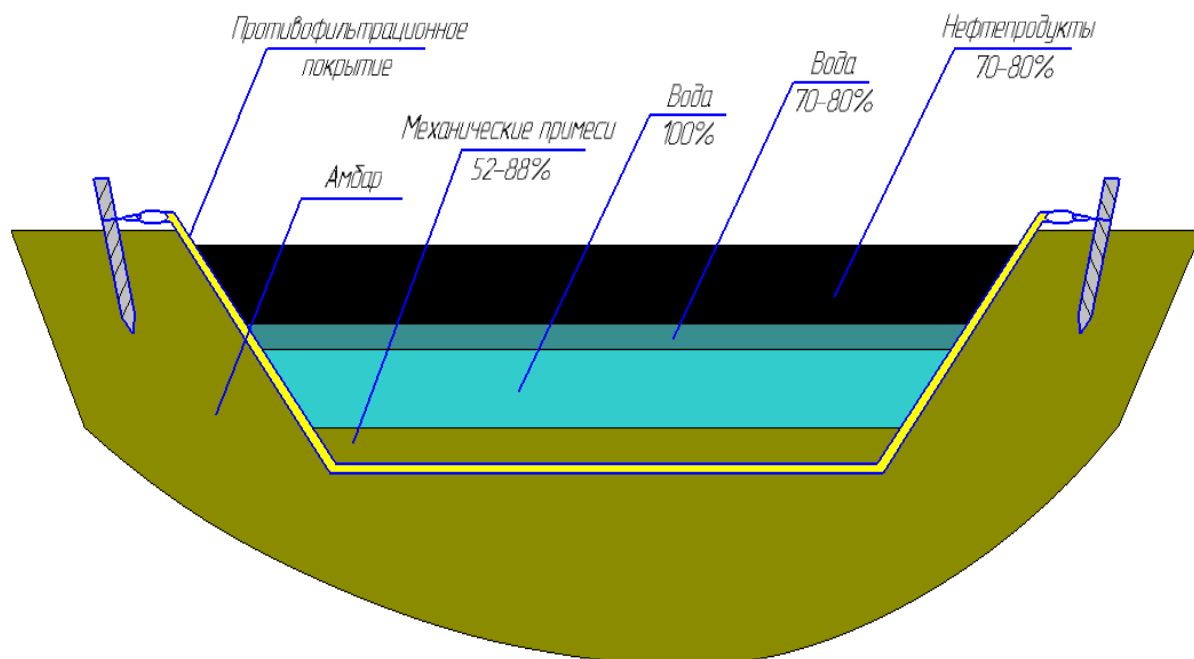


Рисунок 3 - Разделение нефтешлама на слои



В зависимости от длительности хранения и технологических факторов производства состав частей нефтешлама отличается. Так, на поверхности шламонакопителя может образовываться слой относительно чистых нефтепродуктов или воды.

В большинстве случаев основная часть резервуарных нефтешламов (рисунок 4) состоит из жидко вязких продуктов, в которых содержатся органика, вода и небольшое количество механических примесей. Эти шламы легко выводятся из резервуаров и отстойников в сборные емкости с помощью разнообразных насосов. Гелеобразные системы, как правило, образуются по стенкам емкостей. Естественно, что наиболее легко образуются нефтешламы, когда внутренние покрытия резервуаров не обладают топливо и коррозионностойкой защитой.



Рисунок 4 - Резервуарные нефтешламы

## 1.2 Способы утилизации отходов нефти и нефтепродуктов

Все известные технологии переработки нефтешламов по методам переработки и утилизации можно разделить на следующие группы (таблица 1) [8].

Таблица 1 - Характеристики основных методов утилизации и переработки нефтесодержащих отходов

Основной классификационный признак	Разновидность метода	Преимущества	Недостатки
1. Термический метод	1.1 Сжигание в открытых топках.	Невысокие затраты	Неполное сгорание нефтепродуктов, загрязнение воздушного бассейна продуктами сгорания.
	1.2 Сжигание в печах различных типов	Применение для отходов различных производств. Объем золы после утилизации в 10 раз меньше по сравнению с исходным продуктом. Высокая эффективность обезвреживания.	Большие затраты по очистке и нейтрализации дымовых газов.
	1.3 Сушка в сушилках различных конструкций	Уменьшение объема в несколько раз. Сохранение ценных компонентов. Возможность комбинирования с другими природоохранными процессами.	Большие расходы тепла.
	1.4 Пиролиз	Разложение исходного продукта на составные части. Возможность применения продуктов разложения.	Высокие затраты связанные с энергообеспечением и производством.

Продолжение таблицы 1

Основной классификационный признак	Разновидность метода	Преимущества	Недостатки
	1.5 Способ AOSTRA TASIUK, данный способ заключается в сочетании процессов термической сепарации, пиролиза и сжигания.	Продукты получаемые в результате переработки могут быть использованы повторно. Твердые остатки нефтешлама являются экологически безопасными. Меньшие затраты по сравнению с сжиганием.	
2. Химический	2.1 Затвердевание путем диспергирования с гидрофобными реагентами на основе негашеной извести или других материалов.	Высокая эффективность процесса переработки нефтесодержащих отходов в порошкообразный гидрофобный материал, который может быть использован в дорожном строительстве. Один из перспективных методов обработки и утилизации нефтесодержащих отходов.	Требует применения специального оборудования, значительного количества негашеной извести (пушонки) высокого качества, проведения дополнительных исследований воздействия на окружающую среду образующихся гидрофобных продуктов.
3. Биологический метод	3.1 Биоразложение путем внесения (смешения) нефтесодержащих отходов в пахотный слой земли.	Сравнительно небольшие затраты и возможность использования имеющейся сельскохозяйственной техники (трактора, культиваторы, плуги и др.).	Требует большое количество земельных участков. Длительность процесса, ограниченность применения теплым временем года, опасность загрязнения почвы вредными соединениями.
	3.2 Биоразложение с применением специальных штаммов бактерий, биогенных добавок и подачи воздуха.	Возможность интенсификации процесса. Требуется незначительных капитальных затрат.	Требуется значительная подготовка земельных участков и специальное оборудование.



Продолжение таблицы 1

Основной классификационный признак	Разновидность метода	Преимущества	Недостатки
4. Физический метод.	4.1 Гравитационное отстаивание.	Не требует больших капитальных и эксплуатационных затрат	Низкая эффективность разделения. Проблему до конца не решает из-за больших объемов образуемых остатков.
	4.2 Разделение в центробежном поле.	Возможность интенсификации процесса.	Требуется специальное оборудование (гидроциклоны, сепараторы, центрифуги). Проблема решается не до конца из-за неполноты отделения нефтепродуктов от образуемых осадков и сточных вод.
	4.3 Разделение фильтрованием	Сравнительно низкие затраты. Надежность метода. Более высокое качество целевых продуктов. Менее требователен к качеству сырья.	Необходимость смены и регенерации фильтрующих материалов, введение специальных структурообразующих наполнителей. Проблему до конца не решает из-за образования не утилизируемых остатков.
	4.4 Экстракция	Требуется специальное оборудование, растворители.	Необходимость регенерации экстрагента, не полнота извлечения нефтепродуктов из отходов.

### Окончание таблицы 1

Основной классификационный признак	Разновидность метода	Преимущества	Недостатки
5. Физико-химический метод	5.1. Применение специально подобранный поверхностно-активных веществ (деэмульгаторов, смачивателей и т.д.).	Возможность интенсификации процессов.	Высокая стоимость реагентов. Требуется применения специального дозирующего оборудования, перемешивающих устройств. Образуется не утилизируемые твердые отходы.

## 1.3 Существующие технологические установки переработки отходов нефтепродуктов

Развитие современного машиностроения и промышленности в целом влечет за собой все большее потребление энергии, основным источником которой является газ, нефть и продукты их переработки .

В связи с этим, с каждым годом, вопрос утилизации и обезвреживания отходов добычи нефти становится более актуальным, производства и отработанных нефтепродуктов, так как широко применяемые до сих пор способы захоронения их на полигонах с последующим разложением (или сжиганием) приводят не только к отторжению земель из хозяйственного оборота, но и к загрязнению атмосферы и гидросферы.

К настоящему времени разработан ряд технологий, основанных на термическом методе утилизации отходов, рассмотрим некоторые из них:

1. Технология утилизации нефтяных остатков путем их газификации, а затем последующим сжиганием полученного синтез - газа в топочной камере котла. Полученная тепловая энергия используется для растопки котла из холодного состояния и стабилизации горения традиционного топлива в котельной установке, замещая таким образом применяемое для этих целей



Состав получаемого синтез - газа, %: CO - 22, H<sub>2</sub> - 24, CH<sub>4</sub> - 3, H<sub>2</sub>S - 0,6, CO<sub>2</sub> - 10, N<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> - 40,4.

Использование газификатора для газификации нефтяных остатков, а также других нефтеотходов позволит утилизировать физическую и химическую энергию получаемого синтез - газа, интенсифицируя процесс горения низкосортных топлив в котельной установке, обеспечить номинальную паропроизводительность котла, снизить вредные выбросы и расход мазута для стабилизации горения основного факела при переменных режимах работы котельного оборудования.

Конструкция газификатора имеет модульную компоновку, проста в управлении и эксплуатации и может быть использована в рамках модернизации действующих промышленных котельных установок.

2. В настоящее время проводятся научно - исследовательские работы по созданию экологически чистых низкотемпературных пиролизных установок, которые должны решить актуальнейший вопрос – переход от технологии сжигания отходов к технологии термохимической конверсии отходов с применением пиролиза.

Особенность работы данных пиролизных реакторов в том, что в технологическом процессе практически «не участвует» воздух, соответственно не требуются затраты кислорода на термическую обработку отходов. Таким образом, отпадает необходимость в нагреве большого количества азота, входящего в состав воздуха. Кроме того, отсутствуют выбросы большого количества горячих дымовых газов, поэтому нет необходимости в их очистке.

Сравнение количества вредных выбросов в атмосферу мусоросжигательных и пиролизных заводов приводится в таблице 2.

Таблица 2 - Сравнительная характеристика выбросов в атмосферу от МСЗ и пиролизных заводов, мг/м<sup>3</sup>

Параметры выброса	Пиролизная установка	Мусоросжигательный завод
Летучая зола и пыль	3,87	10
Оксид углерода (CO)	4	50
Оксид азота (NO)	40	100-120
Диоксид серы	2,02	50
Диоксины и фураны	0,035	0,1
Гидрохлорид (HCl)	-	10
Кадмий (Cd)	0,00015	0,05
Свинец (Pb)	0,00028	0,5
Ртуть (Hg)	0,00056	0,05

ЗАО «Экология края» предложило оригинальную технологическую схему пиролизной установки с вертикальным расположением пиролизного реактора. Схема опытно-промышленной пиролизной установки производительностью 1, 0 т/ч представлена на рисунке 6 [10].

Отходы с помощью скипового подъемника подают в загрузочное устройство 1, оборудованное питателем ящичного типа. Пиролизный реактор 2 состоит из верхней камеры сушки отходов и нижней камеры пиролиза. Образовавшиеся в пиролизном реакторе в результате термохимического разложения углеродосодержащих отходов пиролизные пары поступают в блок охлаждения и сепарации 3, где выделяется тяжелая и легкая фракции пиролизной жидкости. Пиролизный газ с помощью дымососа аккумулируется и очищается от воды в газгольдере 4. Кондиционированный пиролизный газ используется в топочном устройстве 5 для совместного сжигания с пиролизной жидкостью. Горячие газы поступают во внешнюю и внутреннюю полость пиролизного реактора. Большая часть пиролизного газа используется в газомоторном агрегате 6 для выработки электрической энергии. Дополнительно, для выработки электрической энергии на постоянной основе, установлен дизельный электроагрегат 7, который работает на пиролизной жидкости. Выгрузка углеродного остатка производится с помощью

разгрузочного устройства 8. Очистка дымовых газов производится с помощью газоочистителя 9.

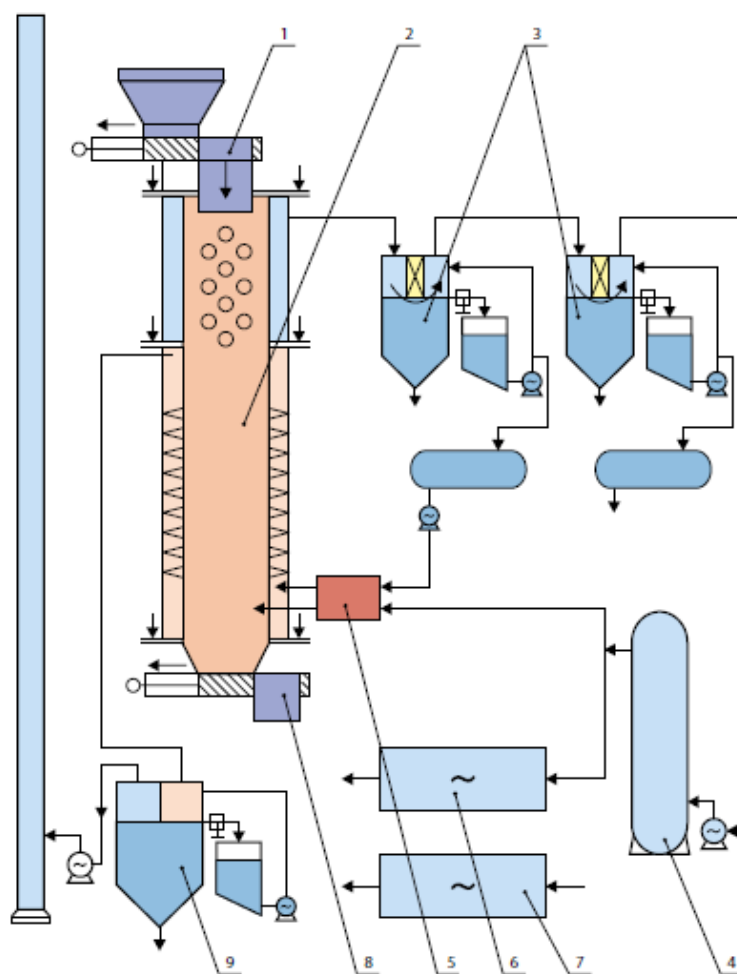


Рисунок 6 - Схема опытно - промышленной пиролизной установки ПУ-

1: 1 - загрузочное устройство; 2 - пиролизный реактор; 3 - блок сепарации; 4 - газгольдер; 5 - топочное устройство; 6 - газомоторный агрегат; 7 - дизельный электроагрегат; 8 - разгрузочное устройство; 9 - газоочиститель

3. Рассмотрим технологию утилизации твердых отходов методом сухого пиролиза на опытном образце установки разложения твердых отходов, разработанной в рамках федеральной целевой программы «Национальная система химической и биологической безопасности Российской Федерации

(2009–2014)». Отличительной особенностью установки является трехступенчатая очистка образующейся газовой смеси. Схема представлена на рисунке 7 [11].

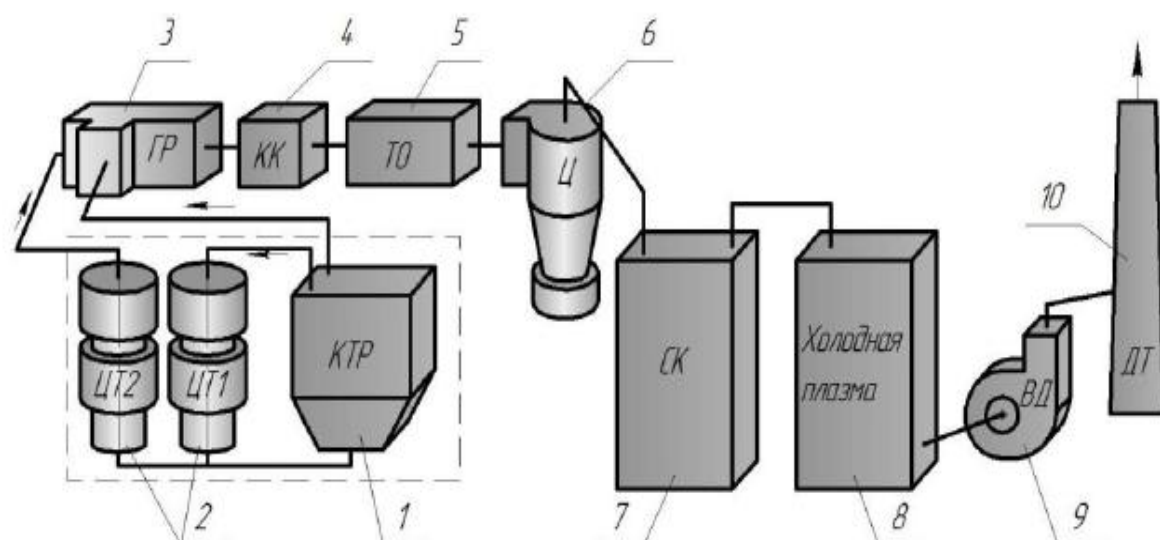


Рисунок 7 - Технологическая схема утилизации отходов методом сухого пиролиза: 1 - камеры термического разложения; 2 - циклонный поток; 3 - газораспределителя; 4 - картриджа катализатора; 5 - теплообменника; 6 - циклона сухой отчистки; 7 - скруббера; 8 - установки холодной плазмы; 9 - вентилятора - дымососа; 10 - дымовой трубы.

Камера термического разложения помещена в теплоизолированную обогревательную камеру, в нижней части которой установлена горелка разогрева и колосниковая решетка для дожига коксозольного остатка. Камера снабжена загрузочным и перемешивающим устройствами.

Технологический процесс работы установки включает в себя следующие этапы:

1) Подготовительный этап. На этом этапе проверяются узлы на наличие внешних дефектов, работу электрических систем установки, производится очистка установки, настройка автоматики, а также заправка топливом и другими техническими жидкостями.

2) Рабочий режим. Производится запуск систем, разогрев установки до температуры начала процесса пиролиза, загрузка партии отходов, контроль параметров ведения процесса. Управление параметрами установки может осуществляться как в ручном, так и в автоматическом режиме. Основными контролируемыми параметрами являются:

- температура в камере термического разложения;
- температура отходящих газов;
- разряжение в камере термического разложения.

3) Штатный останов. Производится по завершению работы установки. На этом этапе производится отключение электрических систем установки, выгрузка коксозольного остатка, продувка систем очистки пиролизного газа.

Запуск установки осуществляется с розжига двух горелок, одна из которых находится в обогревательной камере, вторая в циклонной топке. Горелка, расположенная в циклонной топке, предназначена для дожига содержащихся в пиролизном газе горючих веществ. При достижении температуры в обогревательной камере реактора от 650 до 700 °С через загрузочное устройство сбрасывается порция отходов. В процессе пиролиза образовавшийся поток дымовых газов может быть направлен через циклонную топку (для дожига синтез - газа) либо через байпас в теплообменник. Технологически циклонная топка и обогревательная камера соединены между собой, поэтому часть тепла, выделяемая при дожиге синтез - газа, идет на поддержание температуры в обогревательной камере. По мере выполнения технологического процесса производится выгрузка на колосники коксозольного остатка из камеры термического разложения, а также загрузка следующей порции отходов. При необходимости можно производить несколько загрузок отходов, не выгружая коксозольный остаток на колосники.

Выделяемый в процессе утилизации пиролизный газ проходит несколько ступеней очистки. Сначала газ проходит через картридж катализатора 4, где отсеиваются крупные частицы золы, взвешенные в потоке пиролизного газа. Прошедший первую ступень очистки газ поступает в



теплообменник, где происходит его охлаждение, затем он поступает в циклон сухой очистки 6 и из него в скруббер 7. Завершающим этапом очистки является установка холодной плазмы 8, где мельчайшие частицы пыли, не отсеянные раньше, удаляются под действием низкотемпературной плазмы, генерируемой импульсным коронным разрядом, с наложенным на нее постоянным электрическим полем. Разряжение в камере термического разложения обеспечивает вентилятордымосос 9, последовательно соединенный с предыдущими ступенями очистки. Очищенный газ через дымовую трубу 10 выбрасывается в атмосферу.

По завершению работы с колосников собирается коксозольный остаток, который можно использовать, например, в строительной промышленности в качестве наполнителя для бетонных смесей [11].

#### **1.4 Анализ патентных источников по устройствам для переработки отходов нефтепродуктов и их аналогов**

В настоящее время существует множество различных установок для переработки отходов нефтепродуктов. В них используются различные технологии и способы утилизации отходов нефтепродуктов.

1. Известно устройство для переработки нефтяных отходов, содержащее заборный орган, транспортер, бункер, парогенератор и печь [12]. При этом бункер выполнен в виде туннельной печи пиролиза, которая снабжена двумя нагревателями, размещенными один над другим и образующими совместно с боковыми стенками печи реакционный канал прямоугольного сечения, в туннельной печи расположен транспортер, верхняя ветвь которого пропущена через реакционный канал над рольгангом, установленным в прямоугольном коробе, который размещен на верхней поверхности нижнего нагревателя и заполнен дисперсным пирографитом, а под нижней ветвью транспортера установлены вертикально паровые форсунки, которые размещены вдоль линии по ширине транспортера и подключены к парогенератору, верхний

нагреватель соединен газоходом с нижним, который в свою очередь соединен газоходом с парогенератором, а нижний нагреватель снабжен теплоизоляцией, которая изготовлена в виде прямоугольного короба с перегородками, образующими паропровод, и установлена на нижней греющей поверхности нагревателя, вход паропровода подключен к парогенератору, а выход подключен к реакционному каналу, заборный орган выполнен в виде теплообменника, в котором горизонтально рядами в шахматном порядке размещены трубы, вход которых подключен к выходу конденсатора, а выход подключен к его входу, выход теплообменника подключен к входу сетчатого барабана, установленного в герметичном кожухе с возможностью вращения, а по оси вращения барабана установлена перфорированная труба, вход которой подключен к парогенератору, выход барабана подключен к накопителю, а выход кожуха подключен к входу туннельной печи пиролиза.

Технический результат данного изобретения заключается в снижении расхода энергии для переработки нефтяных отходов, а также в уменьшении вредных выбросов в окружающую среду.

Выполнение бункера в виде туннельной печи пиролиза, обеспечивает возможность непрерывной переработки нефтяных отходов путем перемещения их в контейнерах через реакционный канал при одновременном подводе тепла путем излучения от верхнего нагревателя, путем теплопроводности от нижнего нагревателя и путем конвекции в результате движения парогазовой среды вдоль реакционного канала к его выходу.

Принципиальная схема устройства для переработки нефтяных отходов изображена на рисунке 8. Устройство для переработки нефтяных отходов содержит теплообменник 1, снабженный шлюзовым затвором 2 и трубами 3; насос 4, подключенный к конденсатору 5; трубопровод 6. сетчатый барабан 7, установленный в кожухе 8; поддерживающий ролик 9; растяжки 10; перфорированную трубу 11; привод 12; парогенератор 13 с краном 14; коллектор пара 15; накопитель 16; дозатор 17; шлюзовой затвор 18; накопитель 19; шлюзовой затвор 20; контейнер 21; привод 22 с лентой

транспортера 23; нижний нагреватель 24; емкость 25; краны 26 и 27, подключенные к форсункам 28 и 29; циклонную печь 30; смеситель 31 с датчиком температуры 32 и краном 33; рольганг 34, установленный в коробе 35 с пирографитом 36; газоход 37, подключенный к верхнему нагревателю 38; кран 39; дымосос 40, подключенный к скрубберу 41; насос 42, подключенный к форсункам 43; градирню 44 с датчиком температуры 45 и трубой 46; датчик контроля кислотности воды 47; насос 48; фильтр 49 с краном 50; систему снижения кислотности и очистки 51 с краном 52; реакционный канал 53 с датчиком температуры 54; паровые форсунки 55 с краном 56; кран 57, подключенный к циклону 58; накопитель 59; компрессор 60, подключенный к конденсатору смешения 61; емкость 62, подключенная к охладителю 63; насос 64, подключенный к форсункам 65; датчик температуры 66; сепаратор 67, подключенный к накопителю 68; кран 69, подключенный к форсунке 70; кран 71, подключенный к горелке 72; дозатор 73, подключенный к шнековому транспортеру 74; насос 75; датчик температуры 76; дозатор 77, подключенный к накопителю 78; теплоизоляция 79 с краном 80; паропровод 81, боковые стенки печи 82, газоход 83, корпус печи 84.

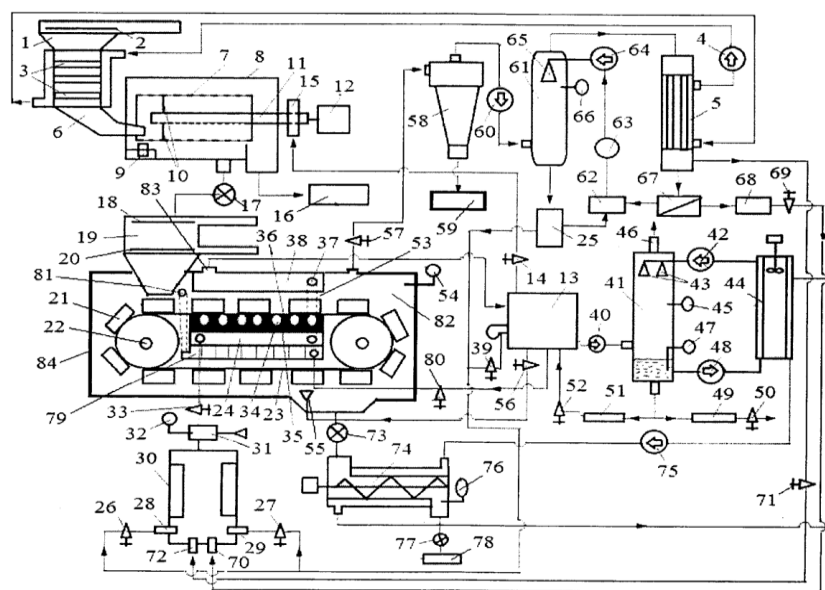


Рисунок 8 - Принципиальная схема устройства для переработки нефтяных отходов

Устройство для переработки нефтяных отходов работает следующим образом. В теплообменник 1 при открытом шлюзовом затворе 2 загружают нефтяные отходы. После загрузки отходов закрывают затвор 2, а через трубы 3 с помощью насоса 4 от конденсатора 5 прокачивают воду при температуре не выше 90 °С, т.к. при более высокой температуре будет происходить частичное кипение воды с образованием паровой фазы, в результате чего снизится теплопередача в теплообменнике. Проходя через трубы теплообменника, горячая вода отдает тепло нефтяным отходам, которые загружены в теплообменник 1. В результате нагрева вязкость отходов снижается и образуется вязко - текучая масса, которая протекает через ряды труб. Длинномерные включения застревают на рядах труб и, таким образом, на данном этапе происходит отделение длинномерных включений от нефтяного шлама. После протекания всего шлама через ряды труб (перед загрузкой очередной порции нефтяных отходов) при открытом шлюзовом затворе 2 длинномерные включения извлекают из теплообменника [12].

Протекающие через теплообменник 1 нефтяные отходы по трубопроводу 6 поступают в сетчатый барабан 7. Трубопровод 6 герметично подключен к кожуху 8, в котором на поддерживающем ролике 9 установлен сетчатый барабан 7, закрепленный с помощью растяжек 10 на перфорированной трубе 11. Перфорированная труба 11 одновременно служит осью привода 12 для вращения сетчатого барабана 7. При вращении барабана, установленного под небольшим углом к горизонту, происходит вытекание шлама в кожух 8, а включения, размер которых больше размера ячейки сетки барабана, задерживаются на сетке и продвигаются под действием собственного веса от входа в барабан 7 к его выходу. Посторонние включения (камни, металлические детали, полимерные, древесные включения) собирают на своей поверхности часть нефтяного шлама, т.е. поверхность этих включений загрязнена шламом. Для того, чтобы исключить выброс части нефтяных отходов с посторонними включениями в окружающую среду, необходимо очистить поверхность включений от остатков нефтяных отходов.

Это осуществляют путем обработки водяным паром посторонних включений в процессе их перемещения по сетке барабана. Водяной пар подают от парогенератора 13 через кран 14 в коллектор пара 15, установленный герметично по отношению к окружающей среде на вращающейся перфорированной трубе 11. Струи водяного пара снимают остатки нефтяных отходов (нефти, углеводородов и др.) с поверхности посторонних включений, и данные остатки через сетку барабана 7 вытекают в кожух 8, а очищенные от отходов посторонние включения при вращении барабана 7 под действием собственного веса выгружаются (выпадают) из барабана в накопитель 16.

Очищенные от посторонних включений нефтяные отходы из кожуха 8 через дозатор 17 в заданном количестве при открытом шлюзовом затворе 18 подают в накопитель 19. После этого закрывают затвор 18, а затвор 20 открывают, и заданная порция нефтяного шлама проваливается в контейнер 21, который в этот момент установлен под затвором 20. Закрывают затвор 20 и с помощью привода 22 приводят в движение ленту транспортера 23 и перемещают контейнер 21 так, чтобы следующий за ним контейнер установился точно под затвором 20. Аналогично вышеописанному осуществляют загрузку нефтяного шлама в следующий контейнер.

Контейнер 21 после перемещения устанавливают на нижнем нагревателе 24.

Из емкости 25 через краны 26 и 27 в форсунки 28 и 29, установленные в циклонной печи 30, подают жидкую фракцию (углеводороды, которые ранее выделены из нефтяного шлама, или топливо при первом запуске установки) и сжигают ее, образуящиеся продукты сгорания при температуре  $T=1000^{\circ}\text{C}$ , которую устанавливают путем подачи воздуха в смеситель 31 и контролируют по показаниям датчика температуры 32, с помощью крана 33 с заданным расходом подают в нижний нагреватель 24. Протекая по нижнему нагревателю, продукты сгорания нагревают верхнюю поверхность и стенки нагревателя до температуры  $700 - 800^{\circ}\text{C}$ . Тепло от нагретой верхней поверхности нижнего нагревателя путем теплопроводности передается к

рольгангу 34, установленному в прямоугольном коробе 35, который размещен на верхней поверхности нижнего нагревателя и заполнен дисперсным пирографитом 36, в результате чего происходит разогрев рольганга 34 и пирографита 36 до температуры 700 - 800°C. Далее тепло путем теплопроводности от разогретого рольганга 34 с пирографитом 36 через дно контейнера 21 передается нефтяному шламу, который находится в данном контейнере.

Прошедшие через нижний нагреватель продукты сгорания по газоходу 37 поступают в верхний нагреватель 38, протекают по нагревателю и поступают по газоходу 83 в парогенератор 13. В парогенераторе продукты сгорания охлаждаются от  $T=600 - 650^{\circ}\text{C}$  до  $T=200 - 250^{\circ}\text{C}$ , а отдаваемое тепло расходуется на производство рабочего водяного пара. Это позволяет повысить энергоэффективность процесса переработки, т.к. высокотемпературные продукты сгорания не выбрасываются в скруббер, где пришлось бы затрачивать большое количество воды для их охлаждения, а используются для получения рабочего водяного пара. При этом с помощью крана 39 прекращают подачу топлива из емкости 25 в парогенератор 13.

Из парогенератора 13 охлажденные до температуры  $T=200 - 250^{\circ}\text{C}$  продукты сгорания с помощью дымососа 40 подают в скруббер 41 для очистки от частиц пыли и кислых газов. С помощью насоса 42 в форсунки 43 скруббера 41 от градирни 44 подают холодную воду при  $T=25 - 30^{\circ}\text{C}$  и распыляют ее противотоком к подаваемым в скруббер 41 продуктам сгорания. В скруббере 41 в результате тепло - и массообмена между каплями воды и продуктами сгорания осуществляют охлаждение продуктов сгорания от  $T=200 - 250^{\circ}\text{C}$  до  $T=45 - 50^{\circ}\text{C}$  (температуру охлаждения контролируют по показаниям датчика температуры 45) и через трубу 46 выбрасывают в атмосферу.

В скруббере в результате конденсации паров воды из продуктов сгорания, поглощения кислых газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{HCl}$ ,  $\text{SO}_2$ ) образуется кислая вода, кислотность которой контролируют по показаниям датчика 47.

С помощью насоса 48 образующуюся в скруббере нагретую воду возвращают в градирню 44 и охлаждают до заданной температуры ( $T=25-30^{\circ}\text{C}$ ), после чего опять с помощью насоса 42 подают в форсунки скруббера. При повышении кислотности до заданного предела (контролируют по показаниям датчика 47) воду из скруббера частично через фильтр 49 и кран 50 сливают в канализацию, предварительно в фильтре 49 снизив ее кислотность с помощью химических реагентов (щелочи) до заданных пределов. Часть воды через систему снижения кислотности и очистки 51 и кран 52 возвращают в парогенератор 13 для производства рабочего водяного пара, что позволяет снизить расход воды для осуществления процесса переработки нефтяных отходов.

Протекающие по верхнему нагревателю 38 продукты сгорания нагревают стенки нагревателя, от которых тепло излучением передается к нефтяным отходам, находящимся в контейнерах на ленте транспортера. Температуру в реакционном канале 53 контролируют с помощью датчика температуры 54 и поддерживают равной  $T=650 - 700^{\circ}\text{C}$  путем регулирования температуры и расхода продуктов сгорания с помощью смесителя 31 (изменяют степень разбавления воздухом продуктов сгорания) и крана 33.

В результате нагрева до  $T=650 - 700^{\circ}\text{C}$  содержащиеся в нефтяных отходах углеводороды частично испаряются, а частично подвергаются термическому разложению с образованием газов и твердых продуктов, которые остаются в контейнерах. Контейнеры перемещаются от входа к выходу реакционного канала 53 и поступают в зону выгрузки. В зоне выгрузки происходит опрокидывание контейнеров в результате их движения по нижней ветви ленты транспортера. С помощью ряда форсунок 55, расположенных в зоне выгрузки под нижней ветвью транспортера, контейнеры очищают от остатков твердых продуктов разложения нефтяных отходов. Для этого от парогенератора 13 через кран 56 в форсунки подают насыщенный водяной пар при давлении 0,6 МПа и температуре  $T=160^{\circ}\text{C}$ . Струи водяного пара сбивают остатки твердых продуктов со стенок и днища

контейнеров, а также охлаждают контейнеры от  $T=650 - 700^{\circ}\text{C}$  до  $T=160^{\circ}\text{C}$ . При этом насыщенный водяной пар перегревается от  $T=160^{\circ}\text{C}$  до  $T=650-700^{\circ}\text{C}$  и поступает в реакционный канал 53. В реакционном канале 53 водяной пар смешивается с газообразными продуктами термического разложения углеводородов, и при этом образуется парогазовая смесь, которую через кран 57 из реакционного канала 53 выводят в циклон 58, где из парогазового потока выделяют твердые частицы (унесенные с потоком парогазовой смеси твердые частицы из реакционного канала 53). Осаждаемую в циклоне пыль выводят в накопитель 59. Далее из циклона 58 очищенный от твердых частиц парогазовый поток с помощью компрессора 60 подают в конденсатор смешения 61. Одновременно из емкости 62 через охладитель 63 с помощью насоса 64 в форсунки 65 конденсатора смешения 61 подают жидкие продукты термического разложения нефтяных отходов и распыляют их противотоком к движущейся парогазовой смеси. В конденсаторе смешения 61 происходит процесс тепло- и массообмена между каплями жидких продуктов и компонентами парогазового потока. Парогазовый поток охлаждают до температур  $T=400 - 500^{\circ}\text{C}$ , что контролируют по показаниям датчика температуры 66, и при этой температуре парогазовый поток из конденсатора смешения 61 выводят в конденсатор 5.

В конденсаторе смешения 61 в результате охлаждения на каплях жидких продуктов конденсируются газообразные углеводороды из парогазовой смеси, температура кипения которых выше  $T=400 - 500^{\circ}\text{C}$ . В результате этого процесса размер капель жидких продуктов увеличивается, и они осаждаются (выпадают) на дно конденсатора смешения 61. Образующуюся жидкую фракцию из конденсатора смешения постоянно сливают в емкость 25. Из емкости 25 жидкую фракцию сливают в емкость 62.

Из конденсатора смешения 61 парогазовую смесь подают в конденсатор 5. В конденсаторе 5 в результате охлаждения с протекающей по кожуху конденсатора водой осуществляют охлаждение парогазовой смеси до температуры  $T=20 - 30^{\circ}\text{C}$ , что приводит к конденсации водяного пара и



основного количества газообразных углеводородов (продуктов разложения жидких углеводородов нефтяных отходов). При этом образуется смесь воды и жидких углеводородов, которую из конденсатора 5 сливают в сепаратор 67 и производят отделение воды от жидких углеводородов. Воду из сепаратора 67 сливают в накопитель 68, жидкие углеводороды из сепаратора 67 сливают в емкость 62. В конденсаторе 5 образуются неконденсирующиеся углеводороды.

Воду, которая загрязнена растворенными углеводородами, из накопителя 68 через кран 69 подают в форсунку 70, распыляют в циклонную печь 30 и осуществляют ее термическую обработку при температуре  $T=1100-1200^{\circ}\text{C}$ . При такой температуре вода испаряется, водяной пар перегревается, содержащиеся в воде углеводороды сгорают.

Для осуществления термической обработки воды в циклонную печь из конденсатора 5 через кран 71 и горелку 72 подают и сжигают неконденсирующиеся углеводороды. При этом снижают количество подаваемой из емкости 25 через краны 26 и 27 в форсунки 28 и 29 жидкой фракции.

Выгруженные из контейнеров твердые продукты через дозатор 73 подают в шнековый транспортер 74, через рубашку которого с помощью насоса 75 от градирни 44 прокачивают охлаждающую воду. В шнековом транспортере твердые продукты охлаждают от  $T=650-700^{\circ}\text{C}$  до  $T=50-60^{\circ}\text{C}$ , что контролируют по показаниям датчика температуры 76, и через дозатор 77 выгружают в накопитель 78.

Поскольку нижний нагреватель 24 имеет высокую температуру, и тепло от него может путем излучения передаваться на нижнюю ветвь транспортера, в результате чего разгруженные контейнеры будут нагреваться, то данный нагреватель снабжен теплоизоляцией 79, которая изготовлена в виде прямоугольного короба с перегородками, образующими паропровод, и установлена на нижней греющей поверхности нагревателя, вход паропровода подключен к парогенератору, а выход подключен к реакционному каналу. От парогенератора 13 через теплоизоляцию 79 с помощью крана 80 прокачивают

водяной пар при  $T=160^{\circ}\text{C}$ . Пар перегревается и из теплоизоляции поступает по паропроводу 81 в реакционный канал 53, который образуют верхний нагреватель 38, нижний нагреватель 24 и боковые стенки печи 82. Это позволяет тепловую энергию отвести от нижней поверхности нагревателя 24 и передать ее в реакционный канал. При этом исключается нагрев контейнеров, которые перемещаются по нижней ветви транспортера. Все элементы печи смонтированы в корпусе печи 84 [12].

2. Известна передвижная пиролизная установка, содержащая термореактор с косвенным обогревом, систему отвода пиролизных газов, включающую конденсатор, отстойник жидких осадков, а также систему отвода дымовых газов с системой очистки [13]. Термореактор имеет огнеупорную футеровку, вверху - загрузочный бункер, который снабжен системой непрерывной загрузки продуктов для переработки, в нижней части - решетку, на которую загружают продукты для переработки и через отверстия которой подается вентилятором воздух для горения. Вентилятор включается в автоматическом режиме и поддерживает необходимую температуру пиролизного процесса. Пиролизная установка содержит также котел, оборудованный тремя горелками, в которых используется пиролизный газ, экономайзер, газовую плавильную печь для переплава алюминиевого лома, в которой в качестве топлива используют образующийся в установке пиролиза пиролизный газ, жидкий осадок и природный газ, установку пылегазоочистки с дымососом. Очистка дымовых газов происходит на поворотной решетке в «кипящем слое», а очистку от пыли осуществляют в восьми вращающихся рукавных фильтрах.

Техническим результатом данного изобретения является упрощение конструкции установки, обеспечивающей переработку отходов с использованием продуктов пиролиза для плавки алюминиевого лома, обеспечение экологической чистоты процесса.

Следует отметить что в нижней части термореактора имеется решетка, на которую загружают продукты для переработки и через отверстия которой

подается вентилятором воздух для горения дров (или нефтепродуктов). В термореакторе имеется перегородка, а на выходе из него установлен сменный фильтр для задержки твердых и маслянистых частиц, находящихся в пиролизном газе [13].

Принципиальная схема пиролизной установки изображена на рисунке 9. Предлагаемая пиролизная установка является передвижной, что позволяет перевозить ее автомобильным или железнодорожным транспортом. Этот фактор позволяет использовать предлагаемую пиролизную установку для ликвидации последствий аварий на автомобильных дорогах, железных дорогах, в морских портах, связанных с разливом нефти, мазута и т.п. Передвижная пиролизная установка может успешно использоваться для ликвидации прудов отстойников нефтепродуктов, которые имеются при всех нефтеперерабатывающих заводах. Главным элементом пиролизной установки является термореактор 1. Он может работать в режиме косвенного нагрева и непосредственного нагрева, имеет огнеупорную футеровку 2, имеет загрузочный бункер 3, который снабжен системой непрерывной загрузки в термореактор продуктов для переработки. В систему непрерывной загрузки в термореактор 1 продуктов для переработки входит: два электродвигателя 4, два редуктора 5, два шнека 6. Система непрерывной загрузки в термореактор 1 продуктов для переработки обеспечивает герметичность термореактора 1 в процессе работы пиролизной установки. Косвенный нагрев осуществляется, когда работает входящая в состав пиролизной установки газовая плавильная печь 7 для переплава алюминиевого лома. В месте соприкосновения термореактора 1 со стенкой газовой плавильной печи 7 для переплава алюминиевого лома, стенка газовой плавильной печи 7 для переплава алюминиевого лома футерована в половину кирпича. Непосредственный нагрев осуществляется, когда розжиг пиролизной установки производится дровами (или нефтепродуктами), а подача воздуха для горения производится установленным в стене термореактора 1 вентилятором 8, который вращается от электродвигателя 9. Существенно отметить, что в нижней части

термореактора 1 имеется решетка с отверстиями 10, на которую загружают продукты для переработки и через отверстия которой подается вентилятором 8 воздух для горения дров (или нефтепродуктов). Вентилятор 8 также производит охлаждение работающей пиролизной установки, то есть в автоматическом режиме включается и, таким образом, поддерживается необходимая температура пиролизного процесса, находящаяся ориентировочно в пределах 460 - 500°C (температура зависит в основном от вида нефтепродукта). В термореакторе 1 имеется перегородка 11, а на выходе из него установлен сменный фильтр 12 для улавливания твердых и маслянистых частиц, находящихся в пиролизном газе. В правой 13 и левой частях термореактора 1 имеются датчики уровня 14, кроме того, в левой части имеется датчик температуры 15. В правой части 13 термореактора 1 имеется окно с заслонкой 16, предназначенное для загрузки дров при розжиге, а также выгрузки угольного остатка. В левой части термореактора 1 имеется окно 17 с заслонкой, предназначенное для выгрузки пылевидных и маслянистых частиц, осаждающихся из пиролизного газа. Для герметизации термореактора 1 заслонки окон замазывают глиной. В правой части 13 термореактора 1 имеется труба 18 для отвода нагретого в термореакторе 1 воздуха в экономайзер 19. Термореактор 1 соединен трубой 20 с конденсатором 21, выполненным в виде холодильника с проточной водой и соединенным с отстойником 22 для жидких отходов.

В пиролизную установку вводится устройство для нагрева воды - котел 23, в котором в качестве топлива используется образующийся в термореакторе 1 пиролизный газ. Пиролизный газ из отстойника 22 для жидких отходов поступает по трубе через открытый кран 24 в три горелки 25 котла 23. Котел 23 позволяет нагревать воду для отопления и бытовых нужд. Из котла 23 нагретая вода насосом 26 подается по трубе 27 в систему.

Кроме того, в конструкцию пиролизной установки вводится экономайзер 19 для нагрева воды, которая используется для отопления и бытовых нужд. В экономайзере 19 нагревается вода дымовыми газами,

образующимися в котле 23, в газовой плавильной печи 7 для переплава алюминиевого лома, а также горячим воздухом, образующимся при охлаждении термореактора 1. Из экономайзера 19 нагретая вода насосом 28 подается по трубе 27 в систему.

В состав пиролизной установки вводится газовая плавильная печь 7 для переплава алюминиевого лома, в которой используется в качестве топлива пиролизный газ. Из отстойника 22 пиролизный газ по трубе 29 при открытых кранах 30 и 31 поступает в горелки 32. Для увеличения тепловой мощности газовой плавильной печи 7 для переплава алюминиевого лома, в верхний ряд горелок 33 подается природный газ по трубе 34 при открытых кранах 35. В газовой плавильной печи 7 для переплава алюминиевого лома также используется жидкий осадок, образующийся в результате пиролиза и охлаждения в конденсаторе 21. Из отстойника 22 жидкий осадок насосом 36 через открытые краны 37 и 38 подается в форсунку 39. На газовой плавильной печи 7 для переплава алюминиевых ломов установлены три манометра 40, показывающие давление газа в сети. Газовая плавильная печь 7 имеет фронтальную загрузку печи. Шихта загружается на наклонную площадку через рабочее окно 41, а через шлаковое окно 42 производится чистка подины от шлака и случайно попавших стальных и чугунных переделок (втулок, палец, вкладышей, клапанов и т.д.). В леточной стене 43 имеется летка и поворотный желоб 44, по которому жидкий металл разливается в изложницы. Дымовые газы по боровку 45, на котором находится взрывной клапан 46, поступают в экономайзер 19, где нагревают воду.

В пиролизной установке имеется установка пылегазоочистки с дымососом 47 для ведения экологически чистого процесса пиролиза и процесса плавки в газовой плавильной печи 7 для переплава алюминиевого лома. Дымовые газы из экономайзера 19 нагнетаются дымососом 47 по трубе 48 во входной патрубок 49 пылегазоочистки. Очистка дымовых газов от вредных веществ происходит на поворотной решетке 50 в «кипящем слое», причем в качестве адсорбента используется активированный уголь и известь

«пушонка». Адсорбент загружается через загрузочный патрубок 51 на поворотную решетку 50 установки пылегазоочистки. В верхней части корпуса 52 имеются восемь вращающихся рукавных фильтров, в которых производится очистка дымовых газов от пыли. Установка пылегазоочистки имеет обслуживающую площадку 53, на которой установлена воздуходувка 54, закрепленная на раме 55. На обслуживающей площадке 53 находится электродвигатель 56 привода вращения рукавных фильтров 57. Для подъема оператора установки пылегазоочистки на обслуживающую площадку 53 имеется лестница 58. На обслуживающей площадке 53 закреплен и корпус установки пылегазоочистки. Обслуживающая площадка 53 опирается на четыре опоры 59. Очищенные дымовые газы по коробу 60 удаляются в дымовую трубу 61. Один раз в трое суток оператор установки пылегазоочистки поворачивает поворотную решетку 50, отработанный адсорбент падает в нижний конус 62 установки пылегазоочистки. Далее открывается крышка нижнего патрубка 63 и отработанный адсорбент падает в емкость 64 и увозится в отвал.

Изложницы 65 для крупных чушек при транспортировке складываются рядом с газовой плавильной печью 7 для переплава алюминиевого лома.

Схема компоновки пиролизной установки изображена на рисунке 10 [13].

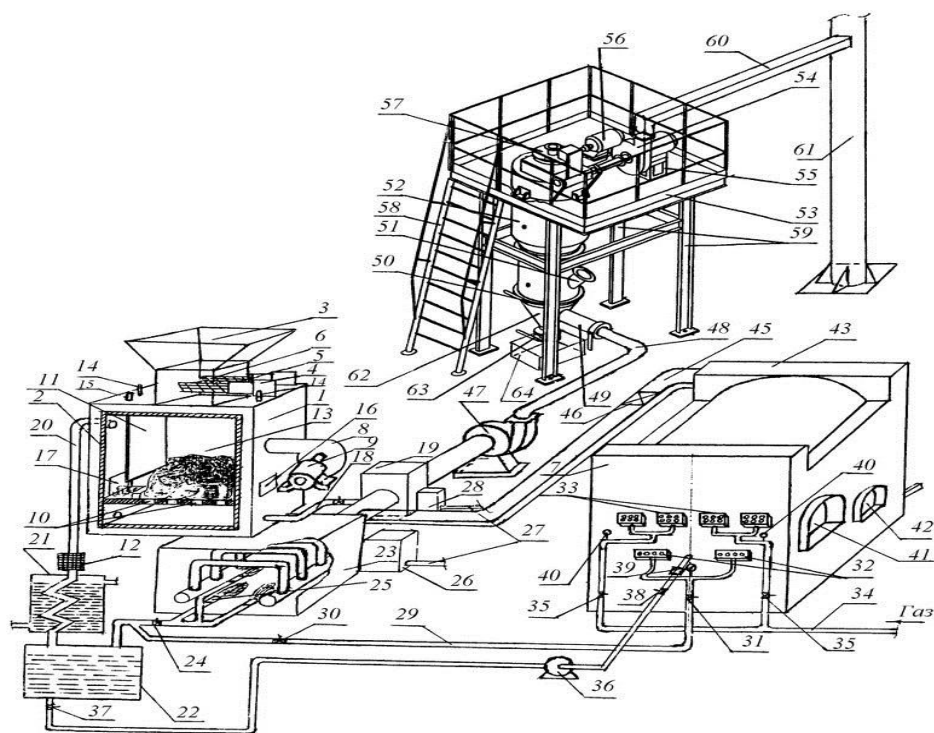


Рисунок 9 - Принципиальная схема пиролизной установки

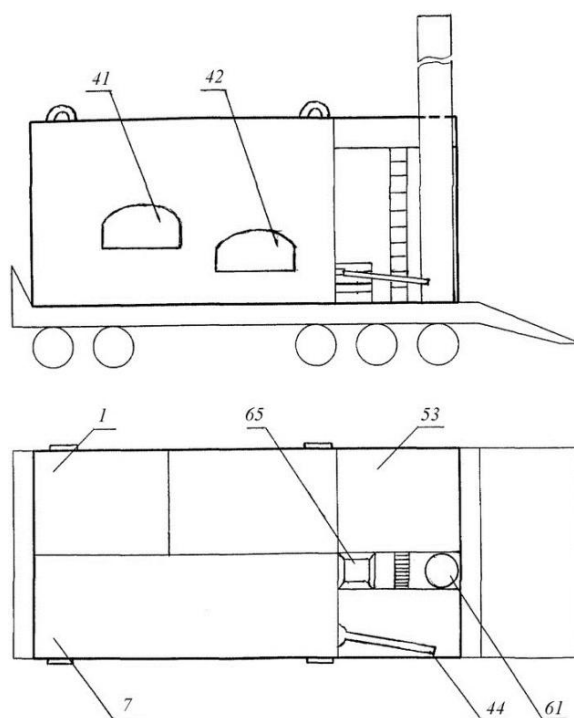


Рисунок 10 - Схема компоновки пиролизной установки

Установка работает следующим образом. Перед началом работы печи плавильщик металла и сплавов поднимается на обслуживающую площадку 53, открывает шибер (не показан) на коробе 60. Далее из установки пылегазоочистки удаляется пыль с отработанным адсорбентом. На поворотную решетку 50 загружается свежий адсорбент (активированный уголь 12 кг и известь пушонка в количестве 40 кг). Включается дымосос 47 и установка пылегазоочистки. В газовую плавильную печь 7 для переплава алюминиевого лома через рабочее окно 41 загружается лом. Разберем работу пиролизной установки с непосредственным нагревом. Непосредственный нагрев осуществляется, когда розжиг пиролизной установки производится дровами (или нефтепродуктами), которые загружаются через окно с заслонкой 16, а подача воздуха для горения производится установленным в стене термореактора 1 вентилятором 8. После загрузки дров (или нефтепродуктов) осуществляется розжиг, включается электродвигатель 9 и вентилятор 8 подает необходимый для горения воздух в нижнюю часть термореактора 1 через решетку с отверстиями 10. После розжига происходит интенсивный процесс горения, рост температуры в термореакторе 1 и затем происходит загрузка продуктов для переработки в загрузочный бункер 3. В загрузочный бункер подается смесь опилок с нефтью в пропорции 3:1 (если разлита нефть) и смесь опилок с мазутом в пропорции 2,5:1 (если разлит мазут). Следует сказать, что смешивание разлившихся нефтепродуктов с опилками происходит в шнековом смесителе до загрузки их в бункер 3. После включения механизма непрерывной загрузки, состоящего из двух электродвигателей 4, двух редукторов 5, двух шнеков 6, продукты для переработки шнеком 6 транспортируются в правую часть 13 термореактора 1. При достижении температуры  $480 \pm 20^{\circ}\text{C}$  начинается пиролиз (если разлита нефть), при этом пиролизный газ огибает перегородку 11 и поступает в левую часть термореактора 1, а затем поднимаются вверх, при этом пылевидные и маслянистые частицы падают на решетку (в левой части термореактора 1 она без ячеек). Далее по трубе 20 пиролизный газ движется вниз, проходит



сменный фильтр 12, в котором проходит очистку от мельчайших пылевидных и маслянистых частиц и поступает в конденсатор 21 с проточной водой для охлаждения. При охлаждении пиролизного газа часть его переходит в жидкую фракцию и скапливается в отстойнике 22. Пиролизный газ далее поступает в три горелки 25, установленные в котле 23. При горении пиролизного газа в трубах котла 23 нагревается вода, которая подается насосом 26 по трубе 27 в систему (используется для отопления и для бытовых нужд). Образующиеся при горении пиролизного газа в котле 23 дымовые газы по трубе поступают в экономайзер 19 и нагревают воду. Пиролизный газ по трубе 29 при открытых кранах 30, 31 поступает в две горелки 32 газовой плавильной печи 7 для переплава алюминиевого лома. Кроме того, жидкая фракция пиролизного газа из отстойника 22 подается насосом 36 при открытых кранах 37 и 38 в форсунку 39. Для увеличения производительности газовой плавильной печи 7 в верхний ряд горелок 33 по трубе 34 подается газ. При работе горелок 32, 33 и форсунки 39 происходит плавка загруженного лома, а образующиеся дымовые газы по боровку 45 поступают в экономайзер 19 и нагревают воду. В экономайзер 19 поступает по трубе 18 нагретый воздух из термореактора 1. Нагретая вода из экономайзера 19 насосом 28 подается по трубе 27 в систему. Дымовые газы из экономайзера 19 дымососом 47 подаются по трубе 48 во входной патрубок 49 установки пылегазоочистки. При прохождении дымовыми газами слоя адсорбента на поворотной решетке 50 образуется «кипящий слой», в котором интенсивно очищаются дымовые газы от вредных веществ. В верхней части установки пылегазоочистки дымовые газы очищаются от пыли в восьми рукавных фильтрах. Затем очищенные дымовые газы воздуходувкой 54 подаются по коробу 60 в дымовую трубу 61. Тем временем лом, загруженный в газовую плавильную печь 7, плавится и жидкий металл стекает по наклонной площадке в ванну печи. Берется проба на химический анализ расплавленного металла и, если он соответствует выплавляемой марке, его разливают в подготовленные изложницы. После разливки жидкого металла очищают подину от шлака, летку затыкают и цикл

повторяется. По мере накопления образовавшегося твердого остатка в правой части 13 на решетке термореактора 1 его извлекают и повторно используют два - три раза. По мере накопления на решетке маслянистых и пылевидных частиц в левой части термореактора 1 их удаляют через окно 17 (заслонка затем закрывается герметично) [13].

3. Известно устройство для переработки отходов нефти с высоким содержанием кислотосодержащих веществ и тяжелых парафинов в полезные продукты, и состоящего из корпуса 1 с полостью 2 и нагревателя 3 поверхности 4. Полость 2 выполнена в форме правильного цилиндра с пазом 5 вдоль оси вращения 6. Корпус 1 выполнен из жаропрочного материала с полированной внутренней поверхностью 7 и имеет в пазу 5 трубу 8 для подачи отходов нефти 9 через плоскую фильеру 10 на барабан 11 на валу 12 на оси вращения 6 цилиндра. На обоих торцах 13 барабана 11 расположены два диска 14, имеющие высокую разность электрического потенциала. В пазу 5 корпуса 1 расположена труба 15 для удаления продуктов пиролизного газа 16 и для создания низкого вакуума. В корпусе 1 также расположено окно 17 для удаления шлака 18, торцевые поверхности 19 полости 2 цилиндра в корпусе 1 полированные. На поверхности барабана 11 и обоих дисков 14 расположен скребок 20, жестко закрепленный внутри корпуса 1 [14].

Как утверждает автор, целью изобретения является устройство, для переработки отходов нефти с высоким содержанием кислотосодержащих веществ и тяжелых парафинов в полезные продукты, нагревания до высокой температуры в условиях низкого вакуума, с высоким КПД (коэффициентом полезного действия) использования первичного потока энергии излучателя.

Принципиальная конструкция устройства для переработки отходов нефти с высоким содержанием кислотосодержащих веществ и тяжелых парафинов в полезные продукты изображена на рисунке 11. Устройство для переработки отходов нефти с высоким содержанием кислотосодержащих веществ и тяжелых парафинов в полезные продукты состоит из корпуса (1) с полостью (2) и нагревателя (3) поверхности (4), отличается тем, что полость

(2) выполнена в форме правильного цилиндра с пазом (5) вдоль оси вращения (6), а сам корпус (1) выполнен из жаропрочного материала с полированной внутренней поверхностью (7) и имеет в пазу (5) трубу (8) для подачи отходов нефти (9) через плоскую фильеру (10) на барабан (11) на валу (12), на оси вращения (6) цилиндра, причем на обоих торцах (13) барабана(11) расположены два диска(14), имеющие высокую разность электрического потенциала, а также в пазу (5) корпуса (1) расположена труба (15) для удаления продуктов пиролизного газа (16) и для создания низкого вакуума, а также в корпусе (1) расположено окно (17) для удаления шлака (18), причем торцевые поверхности (19) полости (2) цилиндра в корпусе (1) полированные, и на поверхности барабана (11) и обоих дисков (14) располагается скребок (20), жестко закрепленный внутри корпуса (1) [14].

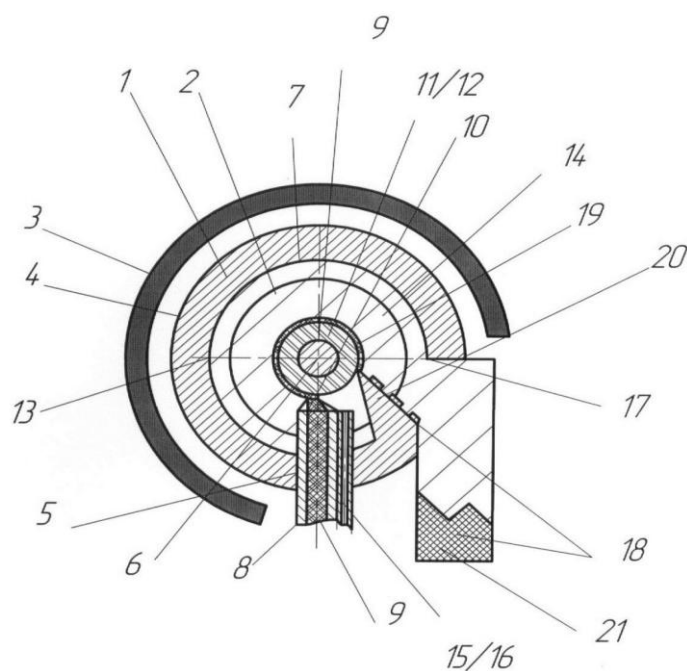


Рисунок 11 - Принципиальная конструкция устройства для переработки отходов нефти с высоким содержанием кислотосодержащих веществ и тяжелых парафинов в полезные продукты

Данное устройство работает следующим способом. Отходы нефти для удаления кислотосодержащих веществ смешиваются с измельченным карбонатом кальция (мел, известь, мраморная пудра, и т.д.), Нагреватели (3) могут быть различного типа, а именно, газовые горелки любого типа, индуктивный нагреватель, электрический нагреватель на основе ТЭНов, прямой электрический разогрев от пропускания по корпусу (1) электрического тока. Разогретая полированная внутренняя поверхность (7) в полости (2) начинает излучать поток энергии. Его мощность зависит от плотности потока и площади излучения. В цилиндрическом излучателе вся энергия в вакууме в форме потока квантов энергии инфракрасного диапазона идет от перпендикулярной плоскости в точках излучения, в направлении оси вращения (6) цилиндра. При этом энергия у оси вращения (6) цилиндра прямо пропорциональна коэффициенту отношения площади излучаемой поверхности к площади нагрева барабана (11). Разогревая полированную внутреннюю поверхность (7) до температуры в 400 - 600 градусов, например, при отношении площадей 10 к 1 на поверхности разогреваемого барабана (11) с учетом потерь на рассеивание и расстояние, можно получить температуру до 3000 градусов Цельсия. Излучаемая вторичная энергия от разогретого барабана (11) отражается от полированных поверхностей цилиндра и возвращается к барабану (11), а полированные торцевые поверхности (19) цилиндра в корпусе (1) обеспечивают полное внутреннее отражение инфракрасных лучей. Таким образом, резко повышается КПД использования первичного теплового потока. Из трубы (8) подается пастообразный материал из смеси отходов нефти и с высоким содержанием кислотосодержащих веществ, тяжелых парафинов и карбоната кальция (9), который проходит через плоскую фильеру (10) и налипает тонким слоем на барабан (11). От сконцентрированного потока инфракрасных лучей в вакууме происходит разогрев пасты (9) до температуры в 3000 градусов Цельсия. Барабан (11) вращается от привода (на чертеже не показан). Происходит высокотемпературный пиролиз смеси отходов нефти с высоким содержанием

кислотосодержащих веществ и тяжелых парафинов и карбоната кальция. Шлак (18) налипает на барабан (11). Боковые диски (14) на торцах барабана (11) с высоким электрическим потенциалом осаждают на себе брызги кипящей смеси (9), атомарную серу и дымовые фракции пиролизной смеси. Для исключения запыления полированных поверхностей полости цилиндра скребок (20) отделяет шлак (18) в бункер - накопитель (21) шлака. Шлак (18) - это сульфид и сульфат кальция - используется химической промышленностью. Газообразные продукты пиролиза удаляются через трубу (15). Состав пиролизного газа (16): до 40% водорода, 35% метана, 15% CO, остальное 10% CO<sub>2</sub>, следы светлых фракций нефти и азота. Огонь при их сжигании без цвета и запаха, и они полностью сгорают в котельных и ДВС, что позволяет до 2 раз уменьшить расход топлива. Атомарная сера от распада сероводорода оседает на дисках с высоким электрическим потенциалом и на электромагнитном фильтре (на чертеже не показан). Пиролизный газ (16) поступает в ректификационную колонну (на чертеже не показана) для улучшения продуктов дистилляции воздействием водорода [14].

4. Известна установка для очистки нефтезагрязненных слоев грунта [15]. В кузове мобильного транспортного средства с грузовым гидроманипулятором устанавливают газогенераторы с термоизолирующим кожухом и емкостью с герметичной крышкой для размещения на ребрах жесткости перфорированных съемных кассет с нефтезагрязненным грунтом на перфорированных поддонах. Кассета с емкостью рабочей камеры газогенератора образует воздухонагревательную полость замкнутого контура с открыто размещенным в ней теплоэлектронагревателем, питающимся током от электрогенератора двигателя внутреннего сгорания. Дымовые и горючие газы - продукты пиролиза нефтепродуктов из воздухонагревательной полости камеры газогенератора по газоотводам поступают в конденсатор для получения из них жидкого топлива и, частично перемешиваясь с воздухом из бака конденсатора, отсасываются насосом воздухозаборника в рабочие камеры сгорания двигателя. Термоизолирующий кожух газогенератора выполнен с

полостью замкнутого контура с отсосной системой воздушной вентиляции, воздух в которую поступает через перфорированные отверстия кожуха и, нагреваясь, отсасываются насосом воздухозаборника двигателя в бак конденсатора для перемешивания с несконденсировавшейся частью горючих и дымовых газов. Конденсатор встроен в бойлер для получения горячей воды для бытовых нужд, питающийся от системы водяного охлаждения двигателя. Выхлопные газы по коллекторным трубам от двигателя поступают в катализатор вредных газов, а затем в выхлопную трубу.

Техническим результатом данного изобретения является повышение эффективности очистки грунта от разлившихся нефтепродуктов.

Принципиальная конструкция установки для очистки нефтезагрязненных слоев грунта изображена на рисунке 12. Установка для очистки нефтезагрязненных слоев грунта выполнена автономно на базе грузового автомобиля высокой проходимости 1 и при необходимости - дополнительно в кузове его прицепа, оснащенного гидроманипулятором 2 подъема груза с пультом управления 3 и содержит газогенераторы 4 с рабочей камерой и откидной крышкой 5 и замками 6 герметизации. Цилиндрическая металлическая емкость газогенератора 7 и его откидная плотно прикрываемая крышка 5 оснащены теплоизолирующим кожухом 8, установленным на ребрах жесткости (не показаны) емкости 7 и состоящим из наружной металлической цилиндрической емкости 9 с перфорированными отверстиями 10, дном 11 и наружной оболочкой 12, крышки 5, воздушной полости 13 замкнутого контура (толщиной  $\delta \geq 30$  мм) и теплоизолятора в виде слоя 14 стекловаты (толщиной  $\delta \geq 50$  мм) и слоя 15 асбеста (толщиной  $\delta \geq 5$  мм), закрепленного на емкости 7 между ребрами жесткости. В емкости 7 на перфорированных ребрах жесткости 16 установлена вынимаемая гидроманипулятором 2 металлическая перфорированная цилиндрическая кассета 17, загружаемая периодически металлическими перфорированными поддонами 18, нагруженными нефтезагрязненным грунтом 19, и образующая с емкостью 7 воздухонагревательную полость 20 замкнутого контура. Под кассетой 17 в

полости 20 открыто размещен теплоэлектронагреватель 21 (мощностью 3,8 кВт), питающийся энергией электрогенератора 22 с приводом от двигателя 23 автомобиля 1. Полость 13 замкнутого контура кожуха газогенератора 4 через газоотводы 24 соединена с воздушной емкостью 25 бака 26 конденсатора 27 жидкого топлива и далее через патрубок 28 с воздухозаборником 29 двигателя 23, а полость 20 камеры газогенератора 4 через газоотводы 30 - с конденсатором 26 для получения жидкого топлива в баке 26, поступающего по топливопроводу 31 в топливную систему двигателя 23. При этом конденсатор 26 через газоотводы 24 и 30 соединен с газогенераторами 4 параллельно для независимого их отключения. Коллекторные трубы 32 выхлопных газов двигателя 23 соединены с катализатором 33 угарного газа и далее - с выхлопной трубой 34. Водяная система охлаждения двигателя 23 через трубопроводы 35 связана с бойлером водяного бака 36 конденсатора 26, снабженным краном 37 горячей воды. Автомобиль 1 при необходимости повышения объема переработки нефтезагрязненных слоев грунта может быть оснащен дополнительно газогенераторами 4, установленными на прицепе (не показан), при этом их загрузка и выгрузка может осуществляться также гидроманипулятором 2. С целью безопасной работы газогенератор 4 оснащен предохранительным клапаном высокого давления (не показан).

Связь газогенератора с двигателем внутреннего сгорания показана на рисунке 13 [15].

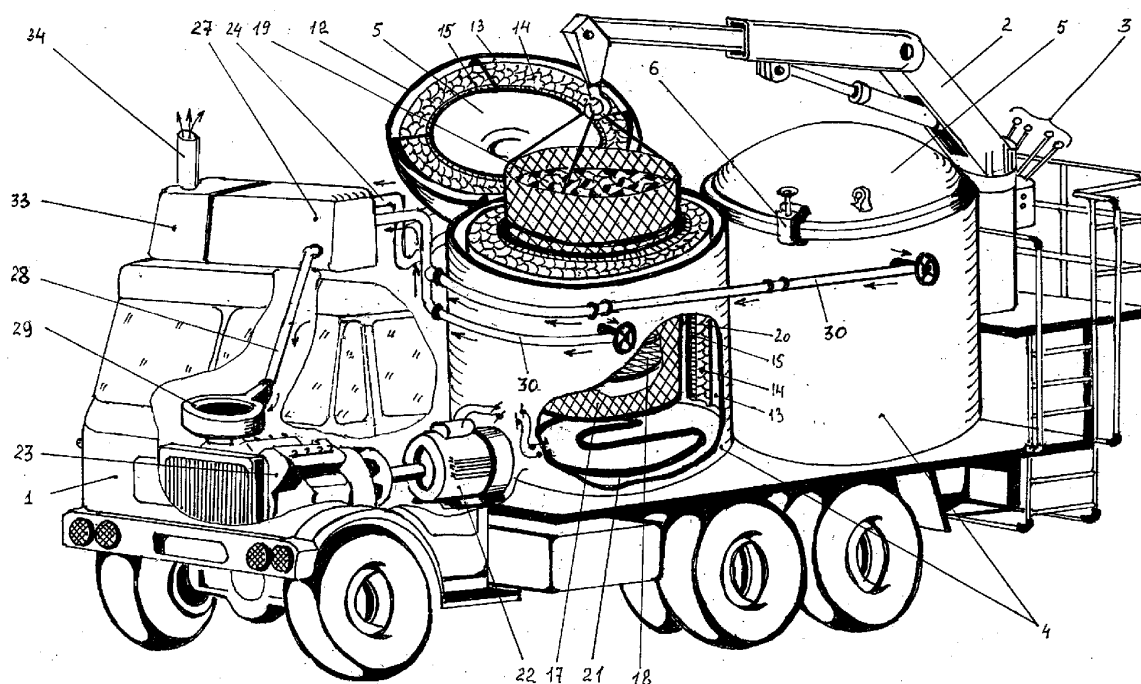


Рисунок 12 - Принципиальная конструкция установки для очистки нефтезагрязненных слоев грунта

Очистка нефтезагрязненных слоев грунта предложенным устройством реализуется следующим образом. Кассеты 17 газогенераторов 4 поочередно загружают поддонами 18 с нефтезагрязненным грунтом и опускают по направляющим на ребра жесткости 16 камеры газогенератора 4 с помощью гидроманипулятора 2. Опускают крышку 5 газогенератора и плотно запирают ее с помощью замков 6. Запускают в работу двигатель 23 автомобиля 1 и электрогенератор 22. Вырабатываемая электроэнергия запитывает теплоэлектронагреватель 21, повышая температуру воздуха в емкости 7 с воздушнонагревательной полостью 20 замкнутого контура до температуры, обеспечивающей пиролиз нефтепродуктов загрязненного грунта 19 в кассете 17 без доступа кислорода из окружающей среды. В процессе пиролиза образуются горючие и дымовые газы, смесь которых по газоотводу 30 поступает для охлаждения в конденсатор 27, где конденсируется в жидкое топливо, поступающее через топливопровод 31 в топливную систему двигателя 23, а частично из емкости 25 бака 26 конденсатора 27 поступает по



патрубку 28 в воздухозаборник 29 двигателя 23, смешиваясь в емкости 24 с воздухом окружающей атмосферы, поступающим через перфорированные отверстия 10 термоизолирующего кожуха в газогенераторе 4 в воздушную полость 13 замкнутого контура и далее по газоотводам 24 в емкость 25 бака 26. Горячая смесь дымовых и горючих газов, конденсируясь в жидкое топливо в конденсаторе 27, отдает тепло для нагрева циркулирующей в бойлере водяного бака 36 воды, поступающей частично в радиатор двигателя 23 для дальнейшего охлаждения, а остальная часть горячей, воды идет на хозяйственные нужды и отопление бытовых помещений в зимнее время года через кран 37. Смесь горючих и дымовых газов в камере сгорания двигателя 23 сгорает, дожигая летучие и твердые остатки, и через коллекторные трубы 32 в виде выхлопных газов поступают в катализатор 33 угарного газа и далее в атмосферу через выхлопную трубу 34. В процессе производственного цикла газогенераторы 4 последовательно загружают кассетами 17 с нефтезагрязненным грунтом и разгружают после процесса пиролиза и охлаждения, при этом производят последовательное включение и выключение теплоэлектронагревателей 21. Контроль за температурой и давлением в полостях 13 и 20 газогенератора 4 и конденсатора 27 ведут по контрольно-измерительным приборам (не показаны).

Насос воздухозаборника двигателя производит отсос нагретого в полостях теплоизолирующего кожуха 8 газогенератора воздуха, обеспечивая надежную теплоизоляцию, при этом воздух частично со смесью горючих и дымовых газов из конденсатора поступает в рабочую камеру сгорания двигателя и вместе с жидким топливом, полученным из бака конденсатора после пиролиза нефтепродуктов, при сгорании производят рабочий цикл двигателя, повышая его коэффициент полезного действия с 30% более чем в 2 раза. Твердые частицы дымовых газов в камере сгорания двигателя дожигаются и вместе с выхлопными и угарными газами поступают в катализатор для нейтрализации, тем самым не загрязняя окружающую атмосферу. При рабочем объеме емкостей газогенераторов, составляющем 10

м<sup>3</sup>, и двигателе мощностью 7,7 кВт бойлер водяного бака дает 600 л/час горячей воды при температуре t=93°C. Промышленный теплоэлектронагреватель мощностью 3,8 кВт производит разогрев и пиролиз нефти в кассетах газогенератора объемом 1 м<sup>3</sup> в течении 2 - 2,5 часов. Опытный образец установки для очистки нефтезагрязненных слоев почвы прошел успешные заводские испытания [15].

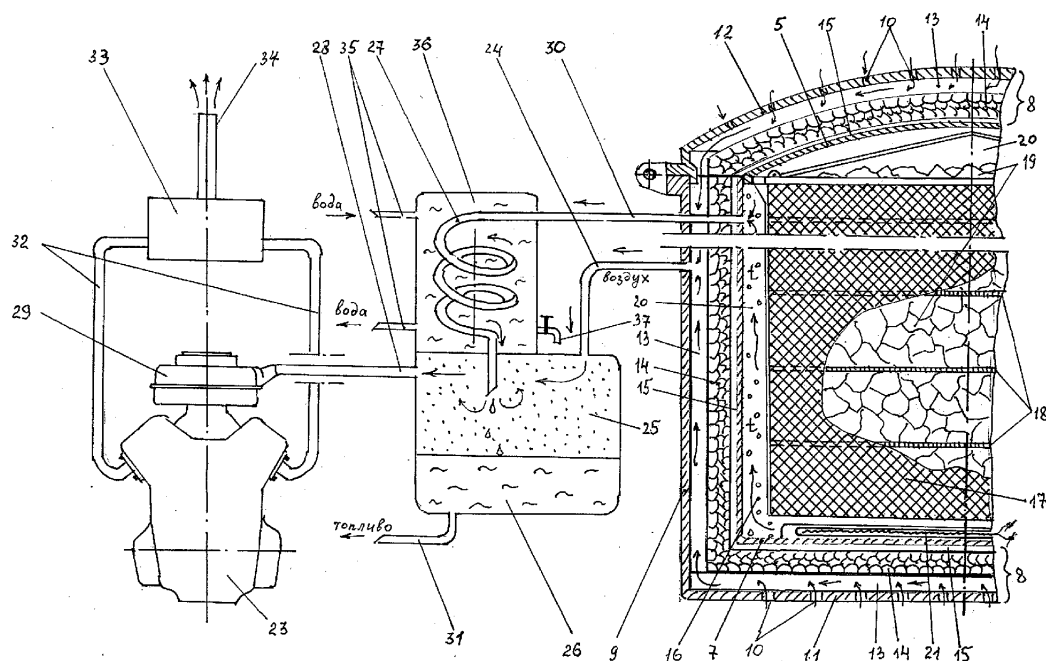


Рисунок 13 - Газогенератор и его связь с двигателем внутреннего сгорания

5. Известна установка для пиролиза углеводородных отходов, состоящая из терморектора с размещенным внутри него электронагревателем и систему отвода пиролизных газов, включающую конденсатор [16]. При этом электронагреватель выполнен с возможностью образования вокруг него при пиролизе угольного осадка, фильтрующего образующийся в реакторе пиролизный газ, и с внутренней полостью, сообщенной с внутренним объемом терморектора и системой отвода пиролизных газов. Она содержит соединенный последовательно с конденсатором отстойник. Она может содержать также соединенные последовательно с отстойником газоотводной

трубой гидрозатвор и гидрозатвор измерительный, приемники жидких углеводородов гидрозатворов, соединенные через насос с форсункой, расположенной в термореакторе. При этом конденсатор и отстойник расположены выше уровня термореактора, причем последний соединен с ними через патрубок. На внутренних поверхностях газоотводных труб, размещенных в водном объеме гидрозатвора и гидрозатвора измерительного, имеется катализатор. Соединение внутренней полости электронагревателя с внутренним объемом термореактора может осуществляться через газоприемную щель, которая расположена снизу по всей длине электронагревателя.

Целью данного изобретения является повышение эффективности процесса пиролиза за счет наиболее полной переработки твердых, жидких и газообразных составляющих процесса в топливный газ, повышение экологичности установки и упрощение конструкции.

Общая конструкция установки для пиролиза углеводородных продуктов (в разрезе) изображена на рисунке 14. Установка для пиролиза углеводородных отходов содержит термореактор 1 с герметично закрывающейся крышкой 2. Внутри термореактора 1 размещен электронагреватель 3 с катализатором 4. Термореактор 1 через электронагреватель 3 с газоприемной щелью 5 соединен с конденсатором 6, выполненным в виде холодильника с проточной водой и соединенным с отстойником 7 для жидких осадков. Отстойник 7 соединен газоотводной трубой с гидрозатвором 8, соединенным газоотводной трубой с измерительным гидрозатвором 9. На внутренней поверхности участков газоотводных труб, размещенных в водном объеме гидрозатворов 8, 9 имеются катализаторы 8.1, 9.1. Гидрозатвор 9 соединен с компрессором 10, который соединен с ресивером 11. Ресивер 11 соединен с вентилем 12, через который газ подается потребителю. Приемники 13, 14 жидких углеводородов 15 гидрозатворов 8, 9 через насос 16 соединены с форсункой 17, расположенной в термореакторе 1. Приемник отстойника 7 для жидких

осадков через патрубок с вентилем 18 соединен с термореактором 1. Термореактор 1 и труба газохода для пиролизных газов имеют теплоизоляционное покрытие 19.

Вид электронагревателя в разрезе показан на рисунке 15 [16].

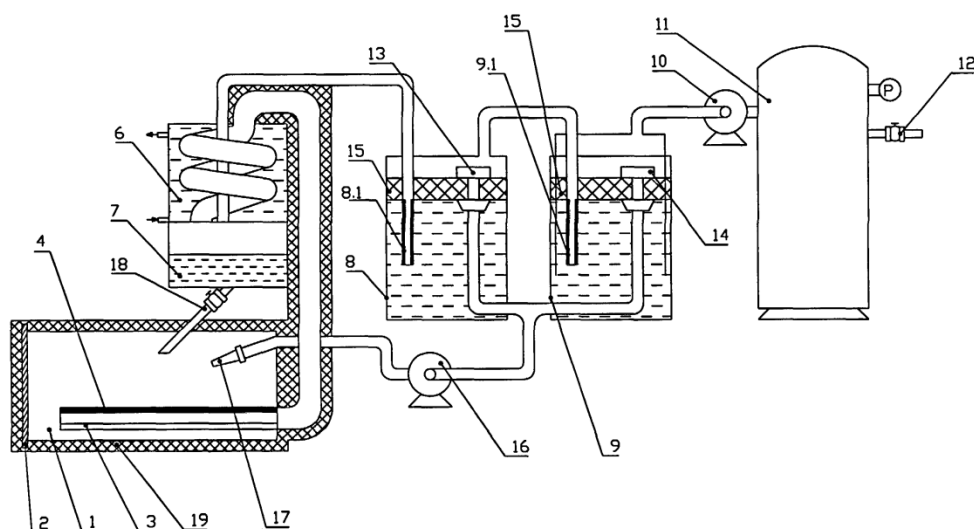


Рисунок 14 - Общая конструкция установки для пиролиза углеводородных отходов в разрезе

Предлагаемая установка работает следующим образом. В термореактор 1 загружают углеводородные отходы и герметично закрывают его крышкой 2. На электронагреватель 3 подается напряжение питания. Температура внутри термореактора 1 поднимается, и происходит пиролиз загруженной биомассы. В результате деструкции биомассы в термореакторе 1 вокруг электронагревателя 3 образуется угольный осадок, а газовая составляющая, пройдя через него, уходит через приемную щель 5 электронагревателя 3 в конденсатор 6. Охлаждаясь и конденсируясь, кислотные и масляные составляющие попадают в отстойник 7 для жидких осадков. Более легкие топливные фракции газа, проходя через газотводную трубу с катализатором 8.1 и гидрозатвор 8, очищаются, образуют жидкие углеводороды 15 и поступают через газотводную трубу с катализатором 9.1 в гидрозатвор 9

измерительный, где также образуют слой жидких углеводородов 15. Охлажденный и очищенный топливный газ компрессором 10 закачивается в ресивер 11, откуда подается потребителю через вентиль 12. После прекращения процесса пиролиза полученные отделенные от газа жидкие углеводороды 15 через приемники 13, 14 насосом 16 подаются в форсунку 17. Кисотно-органические фракции из отстойника 7 гравитационно поступают в терморектор 1 через патрубок с вентилем 18 и попадают на термоактивный уголь. При этом реагентами, подаваемыми через форсунку 17 и патрубок 18, осуществляется ворошение биомассы и пирокарбона. Поверхность угля увеличивается, он становится более активным. Углерод, отбирая кислород у кислотно-органических фракций, превращает их в топливные газы. Процесс пиролиза жидких составляющих повторяется.

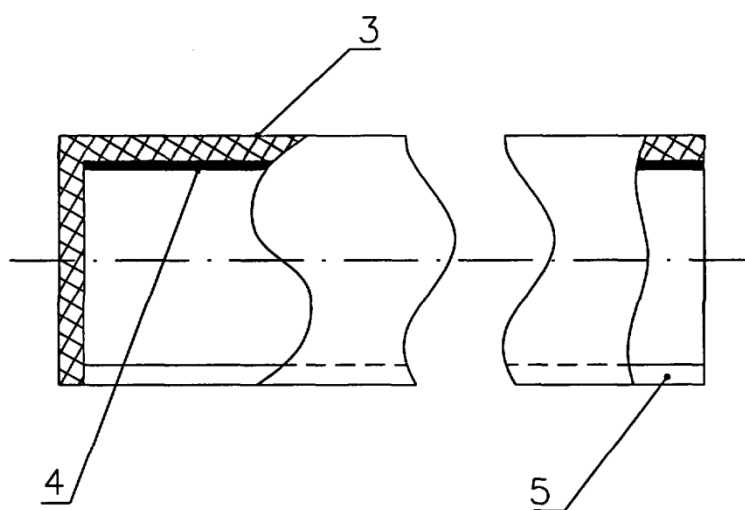


Рисунок 15 - Вид электронагревателя в разрезе

Существующий в установке режим непосредственного нагрева углеводородной массы, осуществляемый подачей напряжения на электронагреватель 3, размещенный внутри терморектора 1, позволяет перерабатывать биомассу в топливный газ наиболее чистым в отношении экологии способом и сокращает количество тепловой энергии, необходимой для пиролиза углеводородов [16].

## **1.4 Заключение к литературному обзору**

В ходе выполнения литературного обзора были выявлены существующие методы утилизации отходов нефтепродуктов (нефтешламов) и существующие установки для их утилизации.

На основании литературного обзора можно сделать выводы о применении термических методов утилизации нефтешламов. А именно, термические методы переработки нефтешламов по сравнению с физическими, химическими, физико - химическими и биологическими методами обладают рядом преимуществ (помимо выше перечисленных):

1. отсутствие дорогостоящих стадий разделения;
2. возможность переработки сырья с высокой зольностью;
3. отказ от использования расходных материалов (растворителей и микроорганизмов);
4. отсутствие отходов и продуктов, требующих утилизации (фильтрующие элементы, гидрофобные капсулированные продукты и т.п.).

## **2 Конструкторско - технологический раздел**

### **2.1 Расчёт основных параметров котла - утилизатора**

В выпускной работе были выполнены тепловой расчет реактора пиролиза, являющегося неотъемлемой частью котла - утилизатора, определены его конструктивные параметры, выполнен расчет на прочность. Программа расчета, выполненная в программном пакете MathCad представлена в Приложении А. Чертеж реактора пиролиза представлен в Приложении Б.

В результате расчета были определены следующие технологические параметры:

- высота реактора 5954 мм;
- диаметр реактора 1440 мм;
- диаметр загрузочной камеры 1140 мм;
- диаметр топочной камеры 550 мм;
- толщина стенки загрузочной и топочной камеры 3 мм;
- толщина стенки реактора 2,5 мм;
- длина жаровых труб 253 мм;
- диаметр жаровых труб 40 мм;
- толщина стенки жаровых труб 2,5 мм;
- диаметр нижней крышки 1650 мм;
- толщина нижней крышки 35 мм;
- диаметр верхней крышки 1650 мм;
- толщина верхней крышки 43 мм;
- теплопроизводительность реактора 1,01 МВт;
- объемный расход пиролизного газа реактором  $91,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
- производительность теплообменника 461 т/ч;

В ходе разработки реактора были определены примерные значения выхода газа на основе уже существующих установок пиролиза (таблица 3).

Таблица 3 - Материальный баланс пиролизной установки

Продукты	%, мас.
Водород - метановая фракция	17,7
Этилен	25,5
Пропилен	16,2
Пропан	1,0
Бутан - бутилены	12,2
Пиробензин (150 °С)	19,9
Легкая смола (150 - 250 °С)	1,5
Тяжелая смола (>250 °С)	3,3
Потери (коксообразование)	2,7

С учетом потерь, а также остатка (легкая и тяжелая смола) можно сделать вывод, что из 1 тонны нефтешлама можно получить около 694 м<sup>3</sup> газообразного топлива, учитывая что в верхнем слое нефтешлама содержится в среднем около 75 % нефтепродуктов.

Все расчеты были произведены в соответствии с рекомендациями из данных источников [17 - 23].

## **2.2 Разработка принципиальной технологической схемы установки**

Разработан котел - утилизатор состоящий из двух камер (радиационной и конвекционной) и устройства подготовки топливного газа. Данная установка представляет собой вертикальный реактор пиролиза, состоящий из двух симметричных неразъемных блоков, в свою очередь состоящих из корпуса, крышек и насадки с катализатором.

Принципиальная схема котла - утилизатора для нагрева нефтяного сырья с использованием отходов нефти и нефтепродуктов показана на рисунке 16.



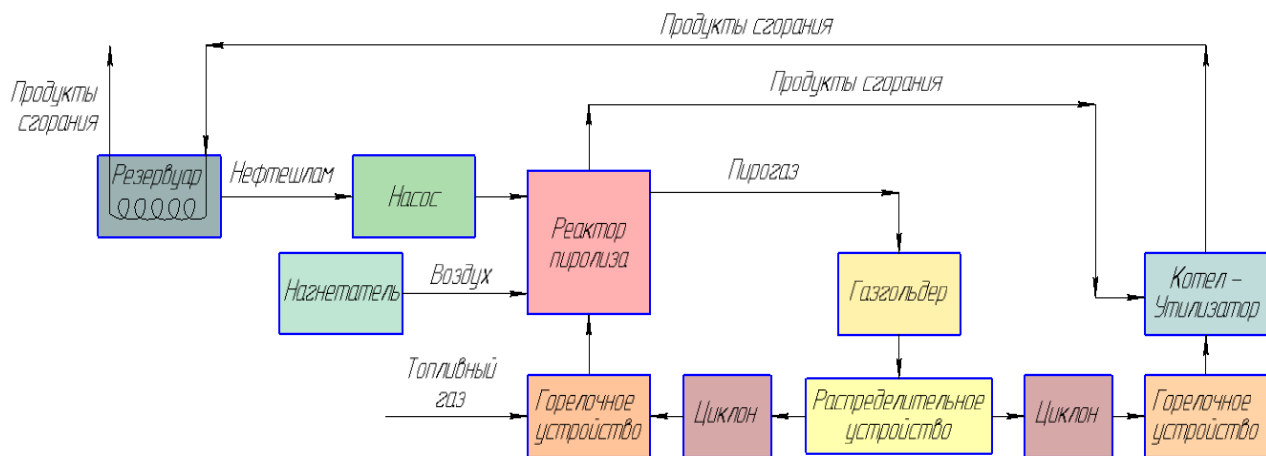


Рисунок 16 - Принципиальная схема котла - утилизатора для нагрева нефтяного сырья с использованием отходов нефти и нефтепродуктов

На рисунке 17 показана принципиальная - технологическая схема котла - утилизатора.

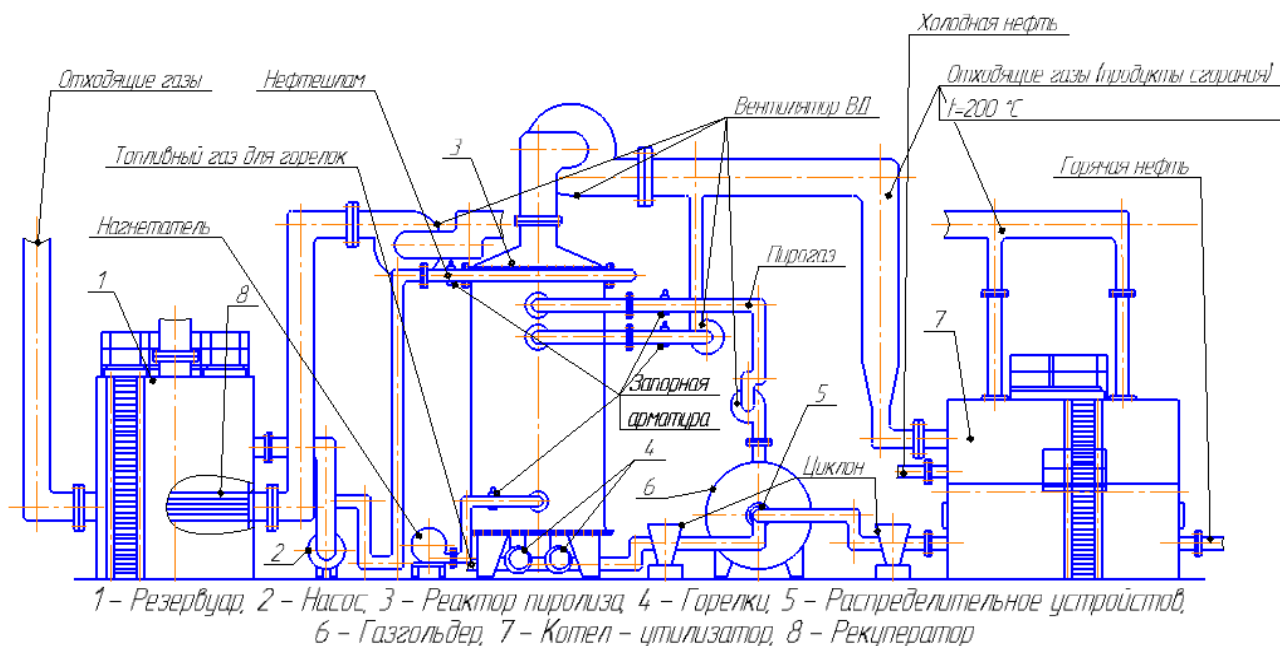


Рисунок 17 - Принципиально - технологическая схема котла - утилизатора для нагрева нефтяного сырья с использованием отходов нефти и нефтепродуктов

## **2.3 Выбор и обоснование технологического оборудования и комплектующих**

Для обеспечения нагрева нефтешлама предлагается использовать горелочные устройства типа ГД (горелка дутьевая) которые могут использоваться в различных промышленных термических установках (рисунок 18). Горелки типа ГД комплектуются розжиговыми электродами, клапанами, воздушными задвижками и блоками для автоматического розжига и контроля наличия пламени.

Также данный тип горелок может быть выполнен с необходимыми, для данной установки, параметрами (присоединительные размеры, длина пламени, мощность и т.д.).



Рисунок 18 - Горелочное устройство

Немаловажным является устройство для подачи нефтешлама в реактор пиролиза. В качестве данного устройства используется насос типа КМ (консольный моноблочный) (рисунок 19). Данный вид насосов характеризуется следующими преимуществами:

- насосный агрегат меньше аналогичных насосов;

- меньшее количество запасных частей;
- отсутствие необходимости производить центровку;
- более низкое потребление электроэнергии за счет отсутствия потерь в муфте и подшипниках насоса;
- меньшая чувствительность к дисперсным частицам, по сравнению с теми же поршневыми насосами.



Рисунок 19 - Внешний вид насоса для подачи нефтешлама

Для обеспечения стабильности работы реактора и обеспечения высокого КПД необходимо своевременно производить восстановление (регенерацию) насадки от коксообразования. Для этого необходимо производить окисление кокса кислородом воздуха. В качестве устройства для подачи воздуха предлагается использовать промышленный нагнетатель (рисунок 20), обеспечивающий необходимое количество кислорода для процесса восстановления.



Рисунок 20 - Нагнетатель для подачи воздуха

Для временного хранения и стабилизации давления пиролизного газа перед его подачей в горелочные устройство необходимо предусмотреть наличие газгольдера (рисунок 21).



Рисунок 21 - Газгольдер

Процесс разделения газа для горелочных устройств регулируется распределительным устройством (рисунок 22).

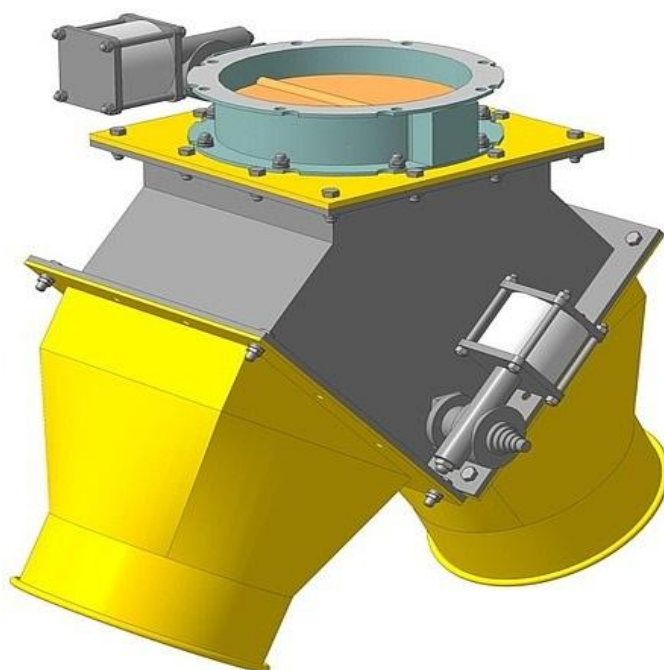


Рисунок 22 - Распределительное устройство

Регулировку перекрытия потока среды для разных режимов работы реактора обеспечивает запорная арматура с автоматическим приводом (рисунок 23), с возможностью включения и выключения дистанционно.



Рисунок 23 - Запорная арматура

Для обеспечения контроля за процессами происходящими в предлагаемой установке необходимо наличие контролирующих устройств, в частности для контроля за следующими «минимальными» показателями:

- давлением (преобразователь давления ПД 100);
- температурой (преобразователь температуры МПТ - 01);
- расходом газа (расходомер типа ВИР).

Датчики для контроля за расходом газа, давлением и температурой показаны на рисунке 24.



Рисунок 24 - Датчики для контроля за расходом газа, давлением и температурой

### **3 Эксплуатация и ремонт реактора пиролиза**

#### **3.1 Назначение, принцип работы и эксплуатация реактора пиролиза**

Разработанный реактор предназначен для утилизации отходов нефтепродуктов (нефтешламов) методом низкотемпературного пиролиза (500-550 °С) с получением пиролизного газа с высокой теплотворной способностью, применяемого в качестве топлива для подогрева сырой нефти в котле - утилизаторе.

Реактор пиролиза, устройство которого показано на рисунке 25, представляет собой цельную конструкцию, состоящую из двух симметричных блоков (блок А и блок Б), имеющих общую стенку, которые работают поочередно. Каждый блок реактора работает периодически в двух режимах: пиролиз и окисление, в результате чего обеспечивается непрерывность работы реактора в целом. В режиме пиролиза нефтешлам поступает по трубопроводу 1, заполняя насадку 2, где нагревается до температуры пиролиза при помощи газовой горелки 3. Образующийся в ходе термических реакций пиролизный газ поступает по трубопроводу 4 через отверстия в загрузочной камере для дальнейшего использования. В режиме окисления в нижнюю часть соответствующего блока по воздухопроводу 5 подаётся воздух, с помощью нагнетателя 6, для обеспечения процесса регенерации насадки за счёт выжигания кокса, который может образовываться в ходе пиролиза нефтешлама. Необходимое количества тепла для начала реакции окисления углеродистых отложений поступает через стенку из блока, работающего в режиме пиролиза. Продукты сгорания кокса (отходящие газы) удаляются через трубу 7 в коллектор 8 и далее направляется в конвекционную камеру котла - утилизатора.

Таким образом, блоки реактора работают попеременно. После закоксовывания насадки при работе в режиме пиролиза первого блока



реактор переводится на работу в режиме пиролиза второго блока, а первый блок переводится в режим окисления и проходит стадию регенерации насадки. Верхние конвективные трубы 9 обеспечивают подогрев нефтешлама для повышения текучести перед поступлением в реакционную камеру. В качестве наполнителя насадки, обеспечивающего достаточную поверхность для тепло- и массообмена, применяются шарики 10 из нержавеющей стали с добавлением никеля, которые обеспечивают дополнительный каталитический эффект, повышающий эффективность процесса пиролиза нефтешлама.

Вид сверху данного реактора показан на рисунке 26.

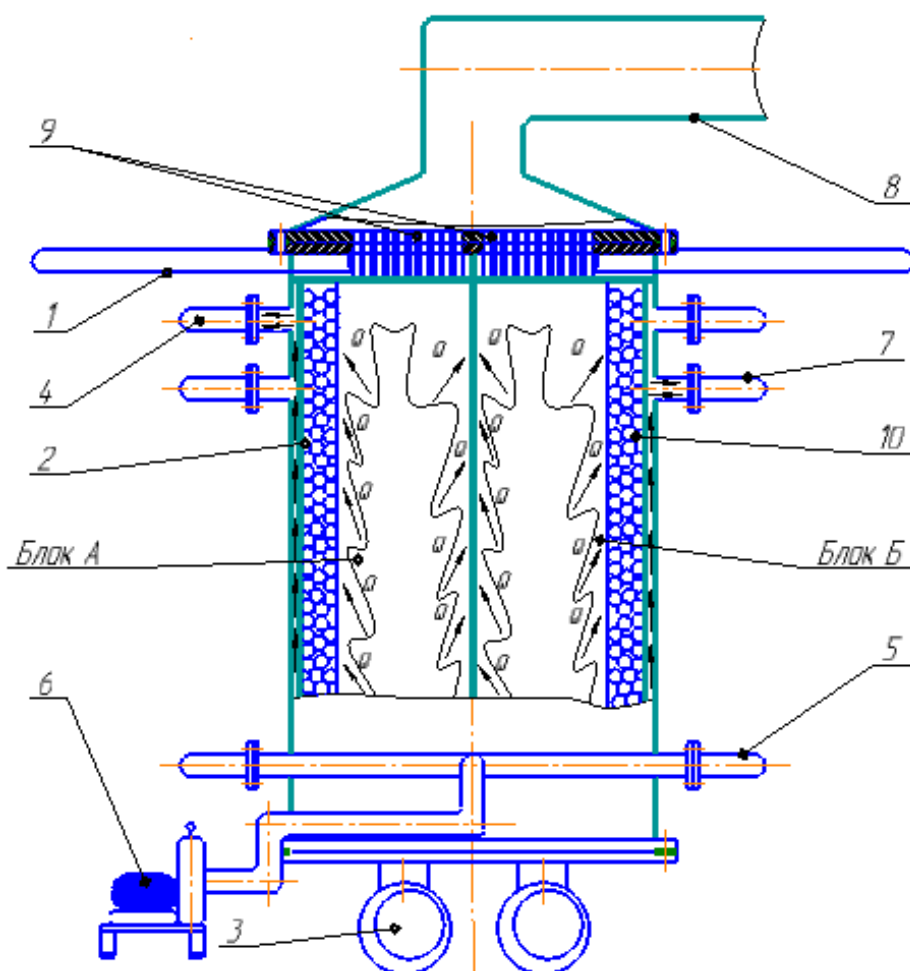


Рисунок 25 - Принцип работы реактора пиролиза



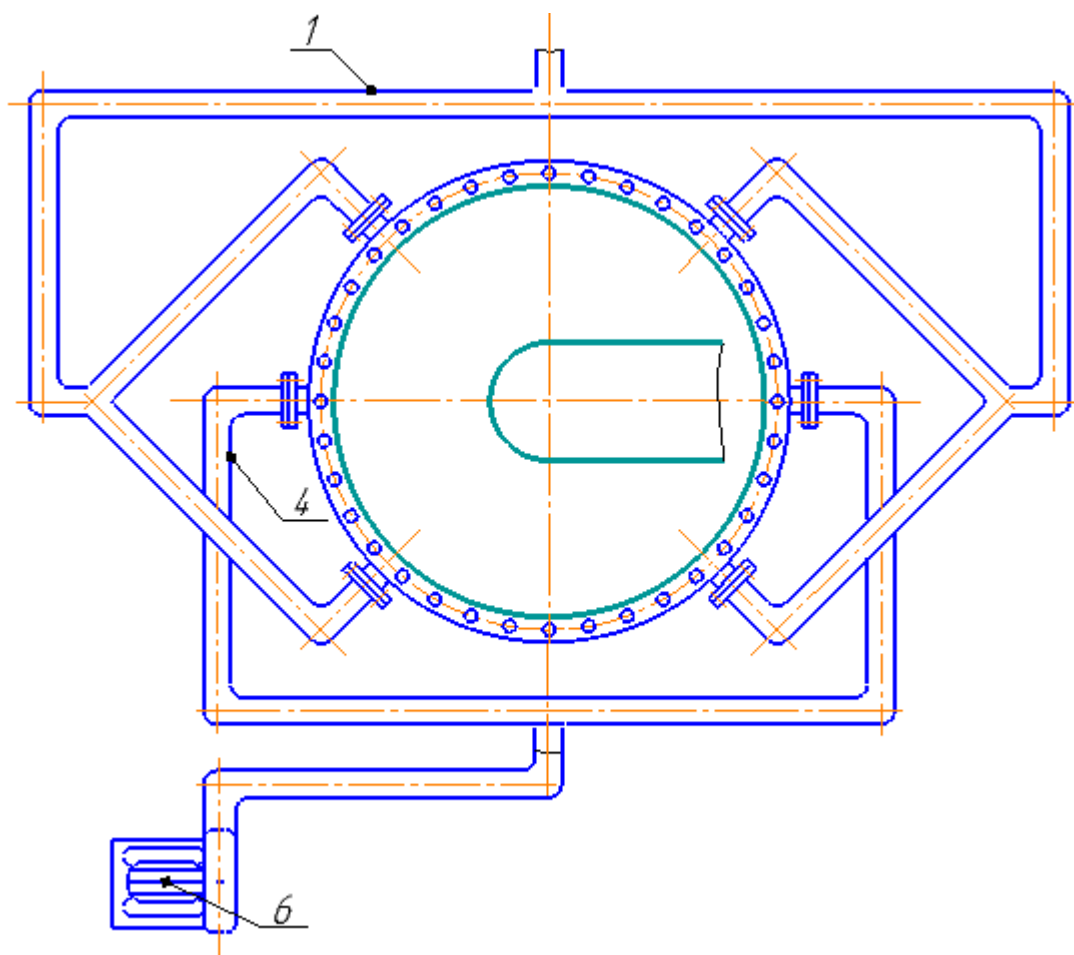


Рисунок 26 - Принцип работы реактора пиролиза (вид сверху)

Эксплуатация реакторов происходит в соответствии с инструкцией. Если реактор по рабочим условиям можно отнести к какой - либо из рассмотренных групп аппаратов, то правила эксплуатации этих аппаратов также применимы к нему. Например, если реактор имеет вид мешалки, то к нему относятся правила, касающиеся аппаратов с перемешивающими устройствами. [24].

Детали, узлы и машина в целом по мере эксплуатации постепенно снижают уровень работоспособности от возникновения в них неполадок и износа. Неполадки (загрязнения, нарушение надежности и плотности соединений и регулировки) устраняются техническим обслуживанием машин, а износ их - только ремонтом.

Основой правильной эксплуатации машин является плановое обеспечение их обслуживанием и ремонтом, исключающее или сводящее к минимуму возможность внезапных отказов.

Наиболее широкое применение получил а система планово - предупредительного ремонта (система ППР).

Система ППР - это комплекс мероприятий по обслуживанию и ремонту машин, выполняемых профилактически по заранее составленному плану для поддержания машин в исправном и работоспособном состоянии.

Система ППР предусматривает следующие основные положения:

1. Ремонт оборудования выполняется через планируемые промежутки времени, называемые межремонтными периодами;
2. После планового капитального ремонта характеристика оборудования приближается к паспортным данным нового оборудования;
3. В течение ремонтного цикла оборудование в строгой очередности проходит все плановые ремонты, предусмотренные системой;
4. Кроме плановых ремонтов выполняется техническое обслуживание оборудования;
5. Чередование, периодичность и объем обслуживания и ремонтов определяются назначением, конструкцией и условиями эксплуатации оборудования.

Как видно из схемы (рисунок 27), техническое обслуживание состоит из ежедневно выполняемых работ (ЕО) - очистка от грязи, осмотр и подтяжка ослабленных резьбовых соединений, проверка и наладка смазочных устройств, проверка действия контрольных, защитных и тормозных устройств, - и периодического технического обслуживания (ПО) - все операции ежедневного технического обслуживания, плюс смазка машины и смена масла в соответствии с картой смазки, мойка снаружи, проверка и регулировка отдельных частей и деталей, проверка и наладка всех систем управления и контроля. А рекомендуемые работы делятся на три категории. Текущий

ремонт (ТР) ставит задачей поддерживать работоспособность отдельных частей в целом исправной машины [25].

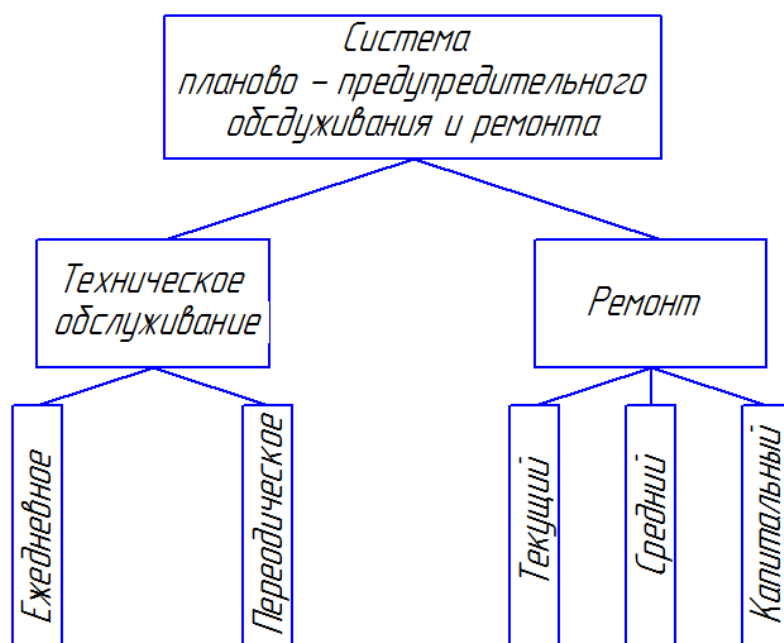


Рисунок 27 - Схема системы ППР

Объем и сложность операций ТР сравнительно невелики - проверка состояния оборудования, замена быстроизнашивающихся деталей, замена при необходимости смазки, устранение всех дефектов, не требующее разборки сложных частей оборудования. Оборудование после ремонтных работ проверяют и регулируют.

Текущий ремонт выполняется непосредственно на месте установки и эксплуатации оборудования.

Средним ремонтом (СР) называют ремонт, при котором восстанавливается работоспособность важных частей машины, утраченная в результате естественного износа деталей. Этот ремонт связан с значительным объемом сборочно - разборочных работ на основных агрегатах машины.

Средний ремонт стационарного тяжелого и громоздкого оборудования выполняется непосредственно на месте эксплуатации; для ускорения и

облегчения работ максимально используются ранее отремонтированные на базе сменные детали и узлы (принцип узлового ремонта).

Чтобы свести к минимуму простой комплексных технологических установок (например, буровых), желательно изношенный агрегат заменять целиком отремонтированным, взятым из резерва (принцип агрегатного ремонта).

Все ремонтные и монтажные работы выполняются разъездными ремонтными бригадами, используются передвижные ремонтные мастерские.

Капитальным (КР) называют ремонт, осуществляемый с целью восстановления исправности и полного, или близкого к полному, восстановления ресурса изделия с заменой или ремонтом любых его частей, включая базовые, и их регулировкой [25].

График видов ремонта реактора за весь срок его эксплуатации показан в таблице 4 [26].

Таблица 4 - График видов ремонта реактора пиролиза за весь срок эксплуатации

Наименование оборудования	№ по схеме (инв. номер)	Норматив ресурса между ремонтами (числитель) и простой (знаменатель), ч		Дата последнего ремонта (число, месяц)		Условное обозначение ремонта (числитель) и время простоя в ремонте, ч (знаменатель)								Простой в ремонте за все годы, ч	
		T	K	T	K	июнь 2016	июнь 2017	июнь 2018	май 2019	май 2020	май 2021	май 2022	апрель 2023		апрель 2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП	Р-1	8640/24	25920/96	01.07.2014	25.06.2015	T/24	T/24	K/96	T/24	T/24	K/96	T/24	T/24	K/96	576

Реактор готов к пуску, если все ремонтные работы завершены; трубопроводы, топочная камера испытаны на прочность и плотность опрессовкой на пробное давление; все приборы и оборудование исправны; в реакторе отсутствуют посторонние предметы.

После проверки всех систем пуск реактора производится в такой последовательности:

1. Зажечь горелки для обеспечения плавного прогрева реактора до температуры 300 °С;
2. При достижении требуемой температуры камеры реактора включить загрузочный насос, начать заполнение реактора нефтешламом;
3. Открыть задвижки (запорные арматуры) на трубопроводах откачки пиролизного газа, подачи воздуха и откачки продуктов сгорания (для требуемого блока);
4. Поднять температуру в реакторе до рабочей (500 - 550°С);
5. При выделении пиролизного газа подключить распределительное устройство для сбора и распределения.

О режиме работы реактора судят по его часовой производительности по сырью; давлению и температуре; составу дымовых газов; температуре и расходу топлива, воздуха; величине тяги (разряжению в различных точках газового тракта). Так, например, увеличение температуры на перевале свидетельствует о начале закоксовывания насадки.

При пуске и работе реактора следует избегать резких колебаний температурного режима, так как это может привести к повреждению обмуровки, нарушению герметичности, образованию отложений и прогару стенок в реакционной камере.

При остановке реактора уменьшают подачу нефтешлама, затем закрывают задвижку на соответствующем трубопроводе. После уменьшения выделения пиролизного газа, плавно уменьшают подачу топлива горелкам, на перевале 250 - 300 °С горелки гасят. После прекращения выделения пиролизного газа закрывают трубопроводы задвижками, выкачивают продукты сгорания. Затем понижают давление до атмосферного (если потребуется), отключают вспомогательное оборудование (насосы, распределительные устройства) и начинают продувку воздухом, для выведения остаточных продуктов реакции.

Также возможны случаи аварийной остановки. Аварийную остановку производят в случае неожиданного прекращения подачи сырья, прогара

реакционной и топочной камеры, и других серьезных нарушений работы реактора.

При прекращении подачи сырья, дожигают оставшийся нефтешлам и при снижении выделения пиролизного газа плавно гасят горелки.

При нарушениях герметичности топочной камеры или реакционной камеры незамедлительно отключают подачу сырья, горелки, изолируют трубопроводы задвижками и начинают продувку системы.

### **3.2 Подготовка к ремонту**

Для сокращения времени простоя оборудования на ремонте необходимо эффективно использовать подготовительный предремонтный период. До начала ремонтных работ обеспечивают доставку к месту работ необходимых материалов, механизмов, инструментов и запасных частей, начинают проведение наружных ремонтных работ реактора до его охлаждения.

После остановки реактор отключают от коммуникаций закрытием запорной арматуры и установкой заглушек (рисунок 28). Для ускоренного охлаждения проводят принудительную подачу воздуха в реактор. С помощью нижней крышки выводят содержимое насадки. Кроме того удаляют образовавшийся кокс с контактирующих поверхностей с помощью промывки и пропарки.

К работам внутри реактора приступают после снижения температуры в топке до 50 °С и при положительных результатах анализа находящегося в нем воздуха. Для проведения ревизии и ремонта корпуса топочной камеры, опор и обмуровки внутри реактора сооружают сплошные или передвижные леса и подводят переносное электроосвещение. По результатам ревизии состояния топочной камеры, жаровых труб, обмуровки реактора составляют акт и принимают решение об объеме предстоящих ремонтных работ.

Объем работ по капитальному ремонту реактора можно сократить, включив часть предстоящих работ в объем ближайшего текущего ремонта.

При значительном числе горелок в реакторе их ремонт можно выполнять и при его эксплуатации, отключая ремонтируемые горелки [27].

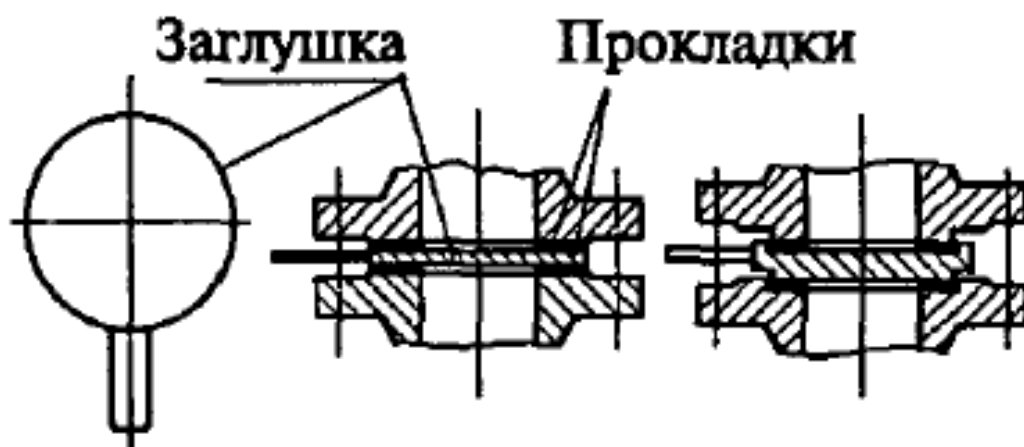


Рисунок 28 - Типы заглушек для отключения аппаратов от технологических трубопроводов

### 3.3 Диагностика повреждений

При работе колонной и реакционной аппаратуры наблюдаются коррозионный, эрозионный и термический износы корпусов и внутренних устройств.

Для борьбы с коррозионным, эрозионным, коррозионно - эрозионным (рисунок 29) и термическим износом используют стойкие материалы, защитные бетонные и иные покрытия, отбойные листы в зоне питания и т. п.



Рисунок 29 - Коррозионно - эрозионный износ трубопровода

Также, непосредственно для обеспечения более точной диагностики необходима чистка. Промывка и пропарка не обеспечивают стопроцентную отчистку, поэтому необходима ручная обработка. Очистные, как и ремонтные, работы внутри аппарата должны одновременно выполнять не менее двух рабочих: один находится внутри аппарата, другой снаружи наблюдает за работающим внутри, после чего они меняются местами. Работающий внутри аппарата должен обязательно надевать предохранительный пояс. При проведении сварочных работ место сварки в аппарате ограждается металлическими листами или пропитанными водой деревянными щитами .

Очистку внутренней поверхности корпуса аппарата и внутренних устройств от отложений выполняют механическим, гидромеханическим (водоструйная, пескоструйная чистка) или физико-химическими способами. Выбор способа чистки определяется природой отложений. Время, необходимое для очистки внутренних устройств, можно сократить, заменяя



загрязненные детали и узлы тарелок ранее очищенными или новыми из запасного комплекта. При проведении очистных работ возрастает концентрация вредных веществ в воздухе, в связи с чем необходимо работать в противогазах.

По завершении очистных работ проводят дефектацию корпуса и внутренних устройств аппарата. С помощью ультразвукового толщиномера определяют толщину стенки корпуса в местах наибольшего коррозионно - эрозийного износа, которая не должна быть меньше допускаемой толщины стенки корпуса, определяемой механическим расчетом, дефектные детали и узлы подлежат замене.

Механический износ корпуса и внутренних устройств проявляется в виде их пластических деформаций, а также образовании трещин в металле при превышении в аппарате расчетных давлений и температур или высоких температурных напряжениях. Помимо повреждения металла, от выше описанных факторов, происходит разрушение футеровки [27].

### **3.4 Замена, ремонт и восстановление изношенных деталей**

Выявленные дефекты корпусов устраняют правкой, сваркой, наплавкой или установкой заплат.

Выпучины и вмятины на корпусе выправляют механическим способом - ударами кувалды по медной подкладке с местным нагревом выправляемого участка. Общее направление правки - от периферии к центру выпучины. При необходимости увеличения жесткости корпуса соседние участки усиливают приваркой швеллеров. При невозможности правки механическим способом дефектное место вырезают и устанавливают заплату.

Кромки сварных швов, как правило, обрабатывают пневматическим молотком - зубилом. Допускается использование газорезки с последующей механической обработкой поверхности абразивным инструментом на глубину

не менее 1 мм. Раковины удаляют механическим способом или газорезкой с последующей наплавкой (заваркой).

При наличии трещин их границы определяют методом цветной дефектоскопии. Концы трещин засверливают сверлом диаметром 2 - 3 мм, после чего выполняют разделку кромок зубилом. Засверловка концов трещин исключает их дальнейшее распространение и способствует снижению напряжений, возникающих при сварке. Несквозные трещины глубиной до 0,4 толщины листа разделявают вырубкой металла под углом 50 - 60° на полную глубину трещины. Сквозные и несквозные трещины глубиной более 0,4 толщины листа разделяют на полную толщину стенки (при толщине листа более 15 мм - под двустороннюю сварку). Трещины длиной более 100 мм заваривают обратноступенчатым способом [27].

Стандартные детали при пригодности чинят, в остальных случаях меняются на новые.

При наличии значительной деформации стенок корпуса футеровку удаляют, вырезают дефектные участки корпуса и заменяют их новыми, после чего восстанавливают футеровку.

При замене обечаек корпуса и днищ аппарата руководствуются следующими требованиями:

- все швы должны быть только стыковыми;
- кромки свариваемых листов необходимо зачищать до чистого металла на ширину не менее 10 мм;
- продольные швы стыкуемых обечаек, а также меридиональные швы днищ должны быть смещены один по отношению к другому на величину трехкратной толщины более толстого листа, но не менее чем на 100 мм между осями швов;
- если разница в толщине стыкуемых листов превышает 5 мм или более 30% толщины тонкого листа, то необходимо предусмотреть плавное утонение толстого листа под углом не более 15°;

- ширина листов обечайки между продольными швами должна быть не менее 800 мм, а ширина замыкающей вставки - не менее 400 мм; обечайки диаметром до 500 мм выполняют с одним продольным швом;

- смещение кромок на должно превышать в продольных швах 10% толщины тонкого листа, но не более 3 мм; в кольцевых швах при толщине листов до 20 мм - 10% плюс 1 мм, а при толщине более 20 мм - 15%, но не более 5 мм; в соединениях из биметалла - 10%, но не более 3 мм стороны основного слоя и не более 50% толщины плакирующего слоя;

- совместный увод кромок (угловатость) в швах должен быть не более 10% толщины листа плюс 3 мм, но не более 5 мм. После сварки аппараты и их элементы подвергают термообработке в случаях, если:

- толщина стенки корпуса  $5 > 36$  мм или  $5 > 0,009 D_B + 1200$ ) мм, где  $D_B$  - внутренний диаметр корпуса, мм;

- корпус изготовлен из хромистой, хромомолибденовой или хромованадиевольфрамовой стали или из биметалла с основным слоем из этих сталей;

- среда в аппарате вызывает коррозионное растрескивание металла (раствор едкого натра, едкого кали и др.);

- днища или иные штампованные элементы из сталей 09Г2С или 10Г2С1 работают при температурах от -41 до -70 °С;

- корпуса, изготовленные из хромоникелевых аустенитных сталей (12Х18Н10Т и др.) и работающие при температурах выше 350 °С в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, необходимо подвергать стабилизирующему отжигу [27].

Для обеспечения надежности и долговечности оборудования необходима термическая обработка. Термообработку проводят с помощью индукторов (токами промышленной и высокой частоты), электронагревателей, газовых горелок. На рисунке 30 представлено нагревательное устройство с беспламенными панельными горелками, которое можно также использовать для предварительного и сопутствующего подогрева при проведении

сварочных работ. Беспламенные панельные горелки 4 располагают на расстоянии 100 - 150 мм от корпуса аппарата 1, закрепляют в разъемном кольцевом каркасе 2, который состоит из трех сегментов, собираемых на корпусе аппарата на фланцевых соединениях 5. Кольцевой газовый коллектор 7 собирается из трех секций на муфтах

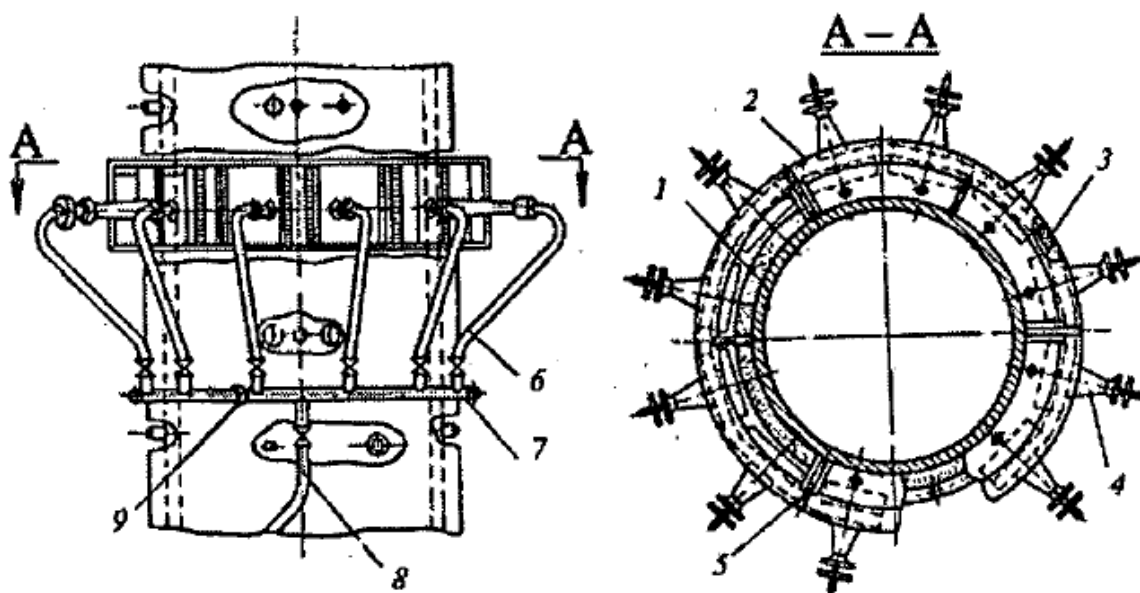


Рисунок 30 - Нагревательное устройство для местной термообработки:

1 - корпус аппарата; 2 - каркас нагнетателя; 3 - теплоотражательный щиток; 4 - беспламенная панельная горелка; 5 - фланцевое соединение каркаса; 6 - шланг подачи газа к горелке; 7 - газовый коллектор; 8 - шланг подачи газа к коллектору; 9 - соединительная муфта коллектора.

В завершение ремонтных работ аппарат закрывают, проводят испытание на прочность и плотность и восстанавливают теплоизоляцию аппарата.

Конструкция торкрет - бетонного покрытия корпусов реакционной аппаратуры представлена на рисунке 31. Для качественного сцепления бетона с металлом к стенке корпуса 1 приваривают шпильки 2 с поперечными планками 3 и выполняют пескоструйную обработку корпуса металлическим песком. На корпусах, прошедших термообработку, шпильки ввертывают в гайки, приваренные на заводе - изготовителе. На планках 3 крепят армирую-

щую сетку 4 с помощью цемент - пушки наносят основной теплоизолирующий слой бетона. Затем к шпилькам 2 приваривают шайбы 5, устанавливают панцирную сетку 6, выполненную из листового металла в форме пчелиных сот, и наносят панцирный слой бетона толщиной 20 мм, имеющий повышенную эрозионную стойкость.

К стенке корпуса приварены кольцевые перегородки 7 с некоторым шагом по высоте, которые препятствуют проскоку газов и паров вдоль стенки при образовании трещин в футеровке [27].

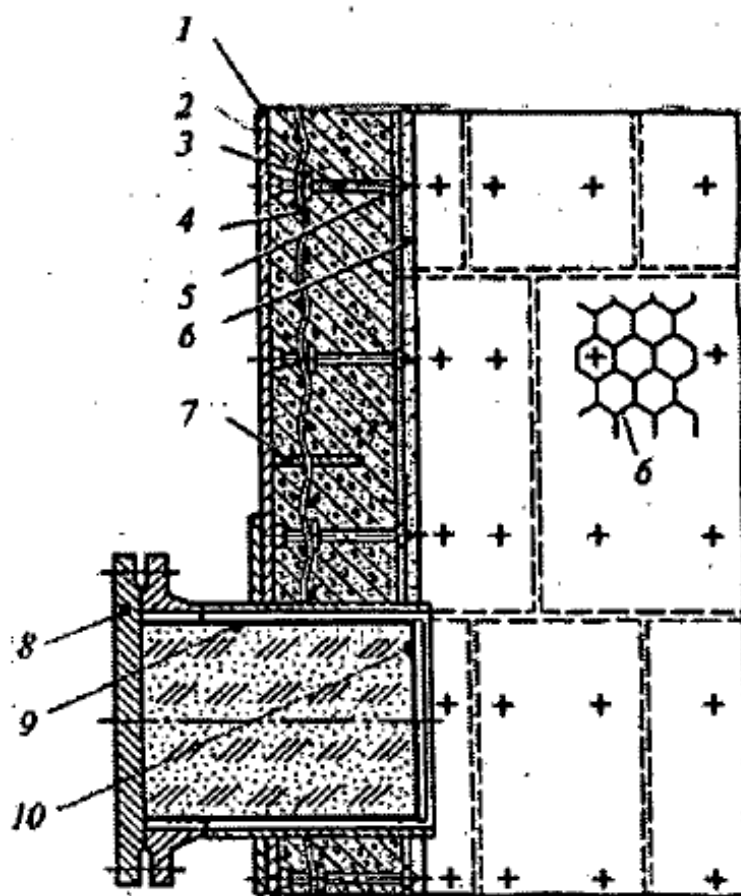


Рисунок 31 - Конструкция торкрет - бетонного покрытия: 1 - корпус аппарата; 2 - шпилька; 3 - поперечная планка; 4 - армирующая сетка; 5 - шайба; 6 - панцирная сетка; 7 - кольцевая перегородка; 8 - крышка люка; 9 - тонкостенная обечайка; 10 - крышка

Для защиты торкретированного корпуса от перегрева в месте расположения люков к крышке люка 8 приваривают тонкостенную обечайку 9, которую заполняют теплоизолирующей композицией и закрывают крышкой 10. Благодаря малому радиальному зазору циркуляция среды в кольцевом пространстве между тонкостенной обечайкой и патрубком люка практически исключается.

Циклоны защищают от эрозионного износа частицами катализатора путем нанесения внутреннего слоя износостойкого бетона (с корундовым наполнителем) толщиной 20 мм на панцирной сетке.

Торкретирование выполняют при температуре стенки корпуса 5 - 30°C отдельными участками размером 600х600 мм на проектную толщину. Перерывы в выполнении футеровки не должны превышать 10 мин для каждого участка.

В состав торкрет - бетона входит цемент марки 500 - 600 (1 часть), диабазовый порошок (1 часть) и шамотный песок (4 части - основной слой; 2,5 части - панцирный слой; 3 - 3,5 части - для заделки небольших каверн и пустот).

При температуре 25 - 30°C торкрет - бетон в течение 15 - 20 часов твердеет, после чего его поверхность в течение 72 ч орошают холодной водой, затем в течение 24 ч проводят гидротермальную обработку и в заключение сушат и прокалывают футеровку прокалочным агрегатом. Качество торкрет - бетонного покрытия контролируют обстукиванием молотком. Участки с трещинами шириной более 0,5 мм или издающие глухой дребезжащий звук вырубают и заделывают [27].

### **3.5 Программы испытаний**

Гидравлические испытания, как правило, производятся на заводе - изготовителе непосредственно после изготовления реактора. Также гидравлически испытывают реактор, транспортируемого частями и

собираемого на месте монтажа, допускается проводить после его сборки на месте установки

Гидравлическое испытание реактора следует проводить с крепежом и прокладками, предусмотренными в технической документации [28].

Пробное давление при гидравлическом испытании вычисляют по формуле:

$$p_{np} = 1,25 \cdot p \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t} \quad (1)$$

Если пробное давление, расчетное (формула 1), при испытании реактора, работающего под наружным давлением, вызывает необходимость утолщения стенки реактора, то допускается пробное давление вычислять по формуле:

$$p_{np} = 1,25 \cdot p \cdot \frac{E_{20}}{E_t} \quad (2)$$

Предельное отклонение пробного давления не должно превышать  $\pm 5\%$ .

Гидравлическое испытание реактора, устанавливаемых вертикально, допускается проводить в горизонтальном положении пробным давлением (формула 1). При этом должен быть выполнен расчет на прочность с учетом принятого способа опирания для проведения гидравлического испытания.

Для гидравлического испытания реактора следует использовать воду.

Допускается по согласованию с разработчиком реактора использование другой жидкости.

Использование токсичных и (или) взрывоопасных жидкостей не допускается.

При использовании пожароопасных жидкостей испытание должно проводиться по специальной инструкции, обеспечивающей безопасность его проведения.

Температуру воды или другой испытательной жидкости принимают не ниже критической температуры хрупкости материала реактора, и она указывается разработчиком реактора в технической документации. При отсутствии указаний температура испытательной жидкости должна быть от 5 °С до 40 °С [28].

Разность температур стенки реактора и окружающего воздуха во время испытания не должна вызывать конденсацию влаги на поверхности стенки реактора.

При заполнении реактора водой должен быть удален воздух из внутренних полостей. Давление следует поднимать равномерно до достижения пробного. Скорость подъема давления не должна превышать 0,5 МПа в минуту, если нет других указаний разработчика реактора в технической документации.

Таблица 5 - Время выдержки реактора под пробным давлением при гидравлическом испытании

Толщина стенки, мм	Время выдержки, мин
До 50 включ.	30
Св. 50 до 100 включ.	60
Св. 100	120

После выдержки под пробным давлением давление снижают до расчетного, при это необходимо провести визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений. Также не допускается обстукивание реактора во время испытаний.

Пробное давление при гидравлическом испытании контролируют двумя манометрами. Манометры должны быть выбраны одного типа, предела измерения, класса точности, одинаковой цены деления. Также манометры должны иметь класс точности не ниже 2.5.



После проведения гидравлического испытания воду полностью удаляют из реактора.

Гидравлическое испытание можно заменять пневматическим (сжатым воздухом, инертным газом или смесью воздуха с инертным газом) при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии.

Пневматическое испытание проводится по инструкции, утвержденной в установленном порядке.

Пробное давление следует определять по формуле:

$$p_{np} = 1,15 \cdot p \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t} \quad (3)$$

В том случае, если вероятность хрупкого разрушения при пневмоиспытании больше, чем в рабочих условиях, а также его последствия представляют значительную опасность, пробное давление может быть снижено до технически обоснованного уровня, но не менее рабочего давления.

Время выдержки реактора под пробным давлением должно быть не менее 15 мин и быть указано в технической документации.

После выдержки под пробным давлением его снижают до расчетного, при котором проводят визуальный осмотр наружной поверхности и проверку герметичности сварных и разъемных соединений.

Результаты испытаний считают положительными, если во время их проведения отсутствуют:

- падение давления по манометру;
- пропуски испытательной среды (течь, потение, пузырьки воздуха или газа) в сварных соединениях и на основном металле;
- признаки разрыва;
- течи в разъемных соединениях;
- остаточные деформации.

Испытание реакторов, работающих без давления (под налив), проводят смачиванием сварных швов керосином или наливом воды до верхней кромки сосуда.

Время выдержки реактора при испытании наливом воды должно быть не менее 4 ч, а при испытании смачиванием керосином не менее указанного в таблице 35 [28].

Таблица 6 - Время выдержки реактора и сварных швов при испытании смачиванием керосином

Толщина стенки, мм	Время выдержки, мин	
	В нижнем положении шва	В потолочном, вертикальном положении шва
До 4 включ.	20	30
Св. 4 до 10 включ.	25	35
Св. 10	30	40

Также значения пробного давления и результаты испытаний должны быть занесены в паспорт [28].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной работы были проанализированы существующие методы утилизации отходов нефтеперерабатывающих и нефтегазодобывающих производств, существующие способы и установки для утилизации нефтешламов, а также разработана конструкция котла - утилизатора для нагрева нефтяного сырья с использованием отходов нефти и нефтепродуктов.

Разработанная конструкция котла - утилизатора характеризуется следующими показателями:

- высокой экологичностью за счет снижения выброса вредных веществ в атмосферу;
- экономичностью за счет получения альтернативных энергоносителей из отходов нефтяного производства;
- автономностью работы с самообеспечением тепловой энергией реактора пиролиза для осуществления процесса переработки отходов нефтепродуктов;
- возможностью применения на месте для подогрева товарной нефти за счет сжигания пиролизного газа;
- обеспечение непрерывности технологического процесса переработки отходов нефтепродуктов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Жаров, О.А. Современные методы переработки нефтешламов / О.А. Жаров, В.Л. Лавров // Экология производства. – 2004. – №5. – С. 43–51.
2. Киреева, Н.А. Комплексное биотестирование для оценки загрязнения почв нефтью / Н.А. Киреева, М.Д. Бакаева, Е.М. Тарасенко // Экология и промышленность России. – 2004. – № 2. – С. 26–29.
3. Мазлова, Е.А. Проблемы утилизации нефтешламов и способы их переработки / Е.А. Мазлова, С.В. Мещеряков. – М.: Ноосфера, 2001. – 56 с.
4. Брондз, Б.И. Оборудование для комплексной переработки и утилизации нефтешламов НПЗ / Б.И. Брондз [и др.]. – М.: ЦНИИТЭ нефтехим, 1990. – 72 с.
5. Татосян, М.Л. Влияние загрязнения нефтью и нефтепродуктами на биологическую активность чернозёмов / М.Л. Татосян, С.Н. Бодня, С.И. Колесников // Экология и биология Юга России. Вып. II. – Ростов : ЦВВР, 2003.
6. Мониторинг загрязнения почв ксенобиотиками и адсорбционные методы детоксикации: материалы Всерос. науч. симпозиума. – Краснодар, 1993.
7. Габбасова, И.М. Окислительно-восстановительные свойства пойменных торфяно - болотных и лугово-зернистых почв / И.М. Габбасова, В.И. Савич // Водно - воздушный режим и химизм целинных и пахотных почв Башкирии : Сб. – Уфа : БФАН СССР, 1978.
8. Разработка мероприятий по переработке нефтешламов и очистки сточных вод предприятия [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://referatwork.ru/new/source/67367text-67367.html>
9. Трубицын Н.Б. Энергоэффективная установка газификации нефтяных остатков / Н.Б. Трубицын, С.В. Подольский // Экология и промышленность России, апрель 2014.

10. Золотарев Г.М. Утилизация углеродосодержащих отходов / Г.М. Золотарев // Пиролизные установки. Твердые бытовые отходы. – 2011. – №4.

11. Расстегаев А.Н. Исследование технологии безокислительного пиролиза для утилизации нефтесодержащих отходов / А.Н. Расстегаев // Естественные и математические науки в современном мире. – 2014. – №18.

12. Пат. 2574411 Российская Федерация, МПК C10G9/26, C10G1/00. Устройство для переработки нефтяных отходов / А. С. Градов, Е.С. Сусеков; заявитель и патентообладатель ООО «Экологическая топливно – энергетическая компания» (RU), А.В. Жуман (RU), А.С. Градов (RU), Е.С. Сусеков (RU). 2014136012/04; заявл. 03.09.2014; опубл. 10.02.2016

13. Пат. 2427760 Российская Федерация, МПК F23G5/00. Пиролизная установка / В.А. Трусков; заявитель и патентообладатель В.А. Трусков (RU). 2010108838/03; заявл. 09.03.2010; опубл. 27.08.2011

14. Пат. 2451039 Российская Федерация, МПК C08J11/00, F23G7/05, C10G9/08, C10G9/42. Устройство для переработки отходов нефти с высоким содержанием кислотосодержащих веществ и тяжелых парафинов в полезную продукцию / А.Е. Насоснов; заявитель и патентообладатель А.Е. Насонов (RU). 2010154601/05; заявл. 30.12.2010; опубл. 10.06.2011

15. Пат. 2319074 Российская Федерация, МПК F23G5/00. Способ очистки нефтезагрязненных слоев грунта и установка для очистки нефтезагрязненных слоев грунта / В.А. Кокарев, Н.В. Виноградов; заявитель и патентообладатель В.А. Кокарев (RU), Н.В. Виноградов (RU). 2006106156/03; заявл. 20.09.2007; опубл. 10.03.2008

16. Пат. 2225573 Российская Федерация, МПК F23G5/027, F23G7/00. Установка для пиролиза углеводородных отходов / В.А. Глушков; заявитель и патентообладатель В.А. Глушков. 2002120394/032002120394/03; заявл. 29.07.2002; опубл. 10.03.2004

17. Нефтяной шлам [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://phas.ru/products.php?id=1>

18. Ахметов С.А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа / С.А. Ахметов, Т.П. Сериков, И.Р. Кузеев, М.И. Баязитов // Учебное пособие. – СПб.: Недра, 2006. – 868 с.
19. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик // Справочник. – 2 – е изд., доп. и перераб. – М.: Наука, 1972. – 721 с.
20. Кашников С.П. Расчет котельных агрегатов в расчетах и задачах / С.П. Кашников, В.Н. Цыганков // Учебное пособие. – М.; Л.: Госэнергоиздат 1951. – 239 с.
21. Романков П.Г. Методы расчета процессов и аппаратов химической технологии (примеры и задачи) / П.Г. Романков, В.Ф. Фролов, О.М. Флисюк // Учебное пособие. – 3 – е изд., испр. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2010. – 544 с.
22. Доманский И.В. Машины и аппараты химических производств: примеры и задачи / И.В. Доманский [и др.] // Учебное пособие. – 2 – е изд. перераб. и доп. – СПб.: Политехника, 1992. – 327 с.
23. ГОСТ СССР 14249 – 89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность.
24. Иванец К.Я. Оборудование нефтеперерабатывающих заводов и его эксплуатация К.Я. Иванец, А.Н. Лейбо / Издательство – М.: Химия, 1966. – 344 с.
25. Авербух Б.А. Ремонт и монтаж бурового и нефтегазопромыслового оборудования / Б.А. Авербух Н.В, Калашников, Я.М. Кершенбаум, В.Н. Протасов // Учебное пособие. – М.: «Недра», 1976. – 368 с.
26. Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования / А.И. Ящура // Справочник. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2006. – 504 с.
27. Владимиров А.И. Ремонт аппаратуры нефтегазопереработки и нефтехимии / А.И. Владимиров, В.И. Пермьякин // Учебное пособие. – М.: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 120 с.

28. ГОСТ Р 52630 – 2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие  
технические условия.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Программа расчета устройства подготовки топливного газа

#### Исходные данные :

$M_3 := 1000 \text{ kg}$	- масса загрузки
$M_{C_xH_y} := 330 \frac{\text{kg}}{\text{mole}}$	- молекулярная масса нефтешлама
$T_{nh1} := (20 + 273) \cdot K$	- начальная температура нефтешлама
$T_{nh2} := (550 + 273) \cdot K$	- конечная температура нефтешлама
$\tau := 1200 \text{ s}$	- время пребывания нефтешлама
$C_{pn} := 880 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot K}$	- средняя теплоемкость нефти
$T_{n1} := (20 + 273) \cdot K$	- температура нефти на входе в теплообменник
$T_{n2} := (150 + 273) \cdot K$	- температура нефти на выходе из теплообменника

#### Теплофизические свойства нефтешламов :

$\rho_{nh} := 981 \cdot \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	- средняя плотность нефтешлама при $t \ 20 \text{ }^\circ\text{C}$
$\lambda_{nh} := 0.12 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot K}$	- средняя теплопроводность нефтешлама
$C_{pnh} := 1900 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot K}$	- средняя теплоемкость нефтешлама
$\Delta H := 588 \cdot 10^3 \cdot \frac{\text{J}}{\text{mole}}$	- энергия разрыва связей C-C

#### Справочные данные для теплового и прочностного расчета :

$\varphi := 15^\circ$	- угол внутреннего трения
$\varphi_p := 30^\circ$	- угол внешнего трения
$K_D := 1.1$	- коэффициент динамичности
$\varepsilon_{\text{ш}} := 0.4$	- порозность стальных шариков
$\rho_m := 7800 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	- средняя плотность стали
$\omega := 0.0\alpha$	- средняя влажность
$R_{p0.2} := 265 \cdot 10^6 \cdot \text{Pa}$	- предел текучести условный (сталь 20Х23Н18)



$n_T := 1.5$	- коэффициент запаса прочности
$\eta := 1$	- поправочный коэффициент к допускаемым напряжениям
$\varphi_p := 0.9$	- коэффициент прочности сварных швов
$p := 0.3 \cdot 10^6 \cdot \text{Pa}$	- максимально возникающее давление
$C := 1 \cdot \text{mm}$	- прибавки к расчетам стенки
$T_f := (1200 + 273) \cdot \text{K}$	- температура факела пламени
$T_{sv} := (500 + 273) \cdot \text{K}$	- температура горючего вещества
$\varepsilon_f := 0.85$	- степень черноты горючего вещества
$\varepsilon_v := 0.58$	- степень черноты облучаемого вещества
$\alpha_{ch} := 5.67 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-4}$	- степень черноты абсолютно черного тела
$\lambda_{st} := 19.8 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}}$	- коэффициент теплопроводности стали 20Х23Н18

Материал насадки - сталь 12Х18Н10Т

Материал корпуса установки - сталь 20Х23Н18

Расчеты:

## 1. Конструкционный расчет

Объем загрузочной области состоит из трех составляющих, объема нефти, объема насадки (шарики) и объема топочной камеры.

Объем загрузочной камеры занимаемый нефтешламом:

$$V_{nh} := \frac{M_3}{\rho_{nh}} \quad V_{nh} = 1.019 \text{ m}^3$$

Объем загрузочной камеры занимаемый шариками:

$$V_{zh} := V_{nh} \cdot 0.6 \quad V_{zh} = 0.612 \text{ m}^3$$

Исходя из конструкторских соображений примем трубы стальные бесшовные горячедеформированные (согласно ГОСТ 8732-78):

$$r_t := 0.275 \text{ m}$$

$$D_t := 2 \cdot r_t = 0.55 \text{ m}$$

Высота трубы соответствует высоте загрузочной камеры:

$$h_t := 5 \text{ m}$$

Объем загрузочной камеры занимаемый радиантной камерой:

$$V_{\text{trubi}} := \pi \cdot r_t^2 \cdot h_t \quad V_{\text{trubi}} = 1.188 \text{ m}^3$$

Суммарный объем загрузочной камеры:

$$V_z := V_{\text{nh}} + V_{\text{zh}} + V_{\text{trubi}} \quad V_z = 2.819 \text{ m}^3$$

Радиус загрузочной камеры:

$$h_z := h_t \quad r_z := \sqrt{\frac{V_z}{\pi \cdot h_z}} \quad r_z = 424 \text{ mm} \quad D_z := 2 \cdot r_z \quad D_z = 847 \text{ mm}$$

Учитывая то, что разрабатываемый реактор состоит из 2 соосных неразъемных блока, каждый из которых вмещает вышевычисленный суммарный объем, а также учитывая буферезацию в размере 20%, произведем перерасчет:

$$V_{\text{zk}} := \left[ (V_{\text{nh}} + V_{\text{zh}}) \cdot 1.2 \cdot 2 \right] + V_{\text{trubi}} \quad V_{\text{zk}} = 5.102 \text{ m}^3$$

$$r_{\text{zk}} := \sqrt{\frac{V_{\text{zk}}}{\pi \cdot h_z}} \quad r_{\text{zk}} = 570 \text{ mm} \quad D_{\text{zk}} := 2 \cdot r_{\text{zk}} \quad D_{\text{zk}} = 1.14 \times 10^3 \text{ mm}$$

С учетом пространства для выхода пиролизного газа, имеем:

$$D_r := D_{\text{zk}} + 300 \text{ mm} \quad D_r = 1.44 \times 10^3 \text{ mm}$$

## 2. Расчет корпуса на прочность

Определим толщину стенки от нагрузки действующей со стороны насадки

Коэффициент бокового давления:

$$\zeta := \frac{1 - \sin(\varphi)}{1 + \sin(\varphi)} \quad \zeta = 0.589$$

Гидравлический радиус:

$$R_{\text{гв}} := \frac{D_{\text{zk}}}{4} \quad R = 0.285 \text{ m}$$

Определим коэффициент внешнего трения покоя (о стенки):

$$f_p := \tan(\varphi_p) \quad f_p = 0.577$$

Определим насыпную плотность материала по формуле:

$$p_n := p_m \cdot (1 - \varepsilon) \cdot (1 - \omega) \quad p_n = 4.399 \times 10^3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Для цилиндрических и призматических сосудов с вертикальными стенками вертикальное давление неподвижного слоя материала определится по формуле:

$$h := 5\pi \quad - \text{высота загрузочной камеры}$$

$$\sigma_z := \frac{p_n \cdot g \cdot R}{\zeta \cdot f_p} \cdot \left( 1 - \exp\left(\frac{-\zeta \cdot f_p \cdot z}{R}\right) \right) \quad z := h$$

$$\sigma_z = 3.607 \times 10^4 \text{ Pa}$$

Давление сыпучего материала на вертикальные боковые стенки определится как:

$$\sigma_x := \zeta \cdot \sigma_z \quad \sigma_x = 2.124 \times 10^4 \text{ Pa}$$

$$\sigma_\alpha := \sigma_x \quad \sigma_\alpha = 2.124 \times 10^4 \text{ Pa}$$

$$r := \frac{D_{zk}}{2} \quad r = 0.57\pi \quad \alpha := 90^\circ$$

Распирающие силы действующие на единицу длины образующей:

$$P_p := K_D \cdot 2 \cdot r \cdot \sigma_\alpha \cdot \sin(\alpha)$$

$$P_p = 2.381 \times 10^4 \text{ m} \cdot \text{Pa}$$

Определим вес насадки

Определим массу загрузки насадки:

$$m_n := p_m \cdot (V_{zk} - V_{trubi}) \cdot \varepsilon \quad m_n = 1.221 \times 10^4 \text{ kg}$$

$$F_{pov} := \frac{\pi \cdot D_{zk}^2}{4}$$

Отрывные силы действующие на единицу длины образующей:

$$P_O := \frac{m_n \cdot g \cdot \pi \cdot D_{zk}}{F_{pov}} \quad P_O = 4.203 \times 10^5 \text{ m} \cdot \text{Pa}$$

Эффективное усилие рассчитаем по формуле:

$$P_f := \sqrt{P_O^2 + P_p^2} - P_O \cdot P_p \quad P_f = 4.089 \times 10^5 \text{ m} \cdot \text{Pa}$$

Произведем расчет с условием, что не все занимаемое пространство занято насадкой (шариками), с учетом топочной камеры имеем:

Без учета топочной камеры:

$$\% := \frac{V_{\text{trubi}} \cdot 100}{V_{\text{zk}}} \quad \% = 23.3$$

Пересчитав эффективное усилие, имеем:

$$P_{\text{fk}} := \left( \sqrt{P_{\text{O}}^2 + P_{\text{p}}^2} - P_{\text{O}} \cdot P_{\text{p}} \right) \cdot 0.76 \quad P_{\text{fk}} = 3.136 \times 10^5 \cdot \text{m} \cdot \text{Pa}$$

Пересчитав массу загрузки, имеем:

$$m_{\text{nk}} := \left[ P_{\text{m}} \cdot (V_{\text{zk}} - V_{\text{trubi}}) \right] \cdot 0.767 \cdot \varepsilon \quad m_{\text{nk}} = 9.367 \times 10^3 \text{ kg}$$

Допускаемое напряжение  $[\sigma]$  при расчете по предельным нагрузкам определится как:

$$[\sigma] := \eta \cdot \frac{R_{\text{p}0.2}}{n_{\text{T}}} \quad [\sigma] = 1.767 \times 10^8 \text{ Pa}$$

Минимальная толщина стенки с учетом нагрузки от насадки определится как:

$$S_{\text{p1}} := \frac{P_{\text{fk}}}{[\sigma] \cdot \pi \cdot D_{\text{zk}}} \quad S_{\text{p1}} = 4.957 \times 10^{-4}$$

$$S_{\text{p1k}} := 1.646 \text{ mm}$$

Рассчитаем толщину стенки топочной камеры:

$$S_{\text{pt}} := \frac{p \cdot D_{\text{t}}}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_{\text{p}} - p} \quad S_{\text{pt}} = 0.519 \text{ mm}$$

Толщины стенки недостаточно для восприятия данной нагрузки, имеем:

$$S_{\text{I}} \geq S + C$$

$$S_{\text{T}} := S_{\text{p1k}} + C \quad S_{\text{T}} = 2.646 \text{ mm}$$

Принимаем толщину стенки равной 3 mm

Рассчитаем толщину стенки загрузочной области:

$$S_{\text{pz}} := \frac{p \cdot D_{\text{zk}}}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_{\text{p}} - p} \quad S_{\text{pz}} = 1.076 \text{ mm}$$

Толщины стенки недостаточно для восприятия данной нагрузки, поэтому:

$$S_z := S_{p1k} + C \quad S_z = 2.646 \text{ mm}$$

Принимаем толщину стенки равной 3 mm

Рассчитаем толщину стенки реактора:

$$S_{pp} := \frac{p \cdot D_r}{2 \cdot [\sigma] \cdot \phi_p - p} \quad S_{pp} = 1.36 \text{ mm}$$

$$S_p := S_{pp} + C \quad S_p = 2.36 \text{ mm}$$

Принимаем толщину стенки 2,5 mm

Определим толщину стенки жаровых труб:

$$L := 253 \text{ mm} \quad - \text{длина жаровых труб}$$

$$D_v := 35 \text{ mm} \quad - \text{внутренний диаметр жаровых труб}$$

$$S_j := \frac{3.1 D_v}{2400} \cdot \left[ 1 + \sqrt{1 + \frac{45 L}{3.1 (L + D_v)}} \right] + 2 \text{ mm} \quad S_j = 2.213 \text{ mm}$$

Принимаем толщину стенки жаровых труб равной 2,5 mm

Произведем расчет крышек реактора, для удобства эксплуатации будем использовать крышки неразъемные

Значение коэффициента ослабления для днищ и крышек имеющих несколько отверстий определим как:

Для нижней крышки:

$$K_{0i} = \sqrt{\frac{1 - \sum \left( \frac{d_i}{D_p} \right)}{\sum \frac{d_i}{D_p}}} \quad d_i \quad - \text{диаметр отверстий в крышке}$$

$$D_p := 1578 \text{ mm} \quad - \text{диаметр болтовой окружности}$$

$$K_{0n} := \sqrt{\frac{1 - \left[ \left[ 16 \left( \frac{16 \text{ mm}}{D_p} \right) \right] + \left[ 2 \cdot \left( \frac{150 \text{ mm}}{D_p} \right) \right] \right]^3}{1 - \frac{(16 \cdot 16 \text{ mm}) + (2 \cdot 150 \text{ mm})}{D_p}}} \quad K_{0n} = 1.215$$

$$s_{1n} := 0.4 K_{0n} \cdot D_p \cdot \sqrt{\frac{p}{\varphi_p \cdot [\sigma]}} \quad s_{1n} = 33.315 \text{ mm}$$

$$s_n := s_{1n} + C \quad s_n = 34.315 \text{ mm}$$

Принимаем толщину крышки равной 35 mm

$$D_2 := 1420 \text{ mm} \quad - \text{наименьший диаметр наружной утоненной части крышки}$$

$$s_{2n} := s_{1n} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{D_p - D_2}{D_p}} \quad s_{2n} = 14.909 \text{ mm}$$

Принимаем толщину равной 15 mm

Для верхней крышки:

$$K_{0v} := \sqrt{\frac{1 - \left[ 30 \left( \frac{40 \text{ mm}}{D_p} \right) \right]^3}{1 - \frac{(30 \cdot 40 \text{ mm})}{D_p}}} \quad K_{0v} = 1.529$$

$$s_{1v} := 0.4 K_{0v} \cdot D_p \cdot \sqrt{\frac{p}{\varphi_p \cdot [\sigma]}} \quad s_{1v} = 41.93 \text{ mm}$$

$$s_v := s_{1v} + C \quad s_v = 42.93 \text{ mm}$$

Принимаем толщину крышки равной 43 mm

$$s_{2v} := s_{1v} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{D_p - D_2}{D_p}} \quad s_{2v} = 18.763 \text{ mm}$$

Принимаем толщину равной 19 mm

### 3. Тепловой расчет установки

Количество тепла для нагрева нефтешлама определится как:

$$Q_{\text{nag}} := M_3 \cdot C_{\text{pnh}} \cdot (T_{\text{nh2}} - T_{\text{nh1}}) \quad Q_{\text{nag}} = 1.007 \times 10^9 \cdot \text{J}$$

Количество тепла необходимое для разрыва связи С-С :

$$Q_{\text{reak}} := \frac{\Delta H \cdot M_3}{M_{\text{C}_x\text{H}_y}}$$

$$Q_{\text{reak}} = 1.782 \times 10^6 \text{ J}$$

Определим общее количество тепла подаваемого в реактор, для начала процесса пиролиза:

$$Q_{n1} := \left[ (Q_{\text{nag}} + Q_{\text{reak}}) \cdot 1.2 \right] \cdot \frac{1}{\tau}$$

$$Q_{n1} = 1.009 \times 10^6 \text{ W}$$

Определим приведенную степень черноты для определения коэффициента теплопередачи лучеиспусканием:

$$\varepsilon_{\text{pr}} := \frac{1}{\left( \frac{1}{\varepsilon_f} + \frac{1}{\varepsilon_v} - 1 \right)}$$

$$\varepsilon_{\text{pr}} = 0.526$$

Для определения коэффициента теплопередачи необходимо найти коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием, имеем:

$$\alpha_L := \frac{\alpha_{\text{ch}} \cdot \varepsilon_{\text{pr}} \cdot \left[ \left( \frac{T_f}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_{sv}}{100} \right)^4 \right]}{T_f - T_{sv}}$$

$$\alpha_L = 185.417 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$$

Определим коэффициент теплопередачи:

$$\lambda_{sl} := \lambda_{st} \cdot 0.6 + \lambda_{nh} \cdot 0.4$$

$$\lambda_{sl} = 11.928 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}}$$

$$S_{\text{tr}} := 2.5 \cdot \text{mm}$$

- толщина стенки жаровых труб

$$S_{sl} := 295 \cdot \text{mm}$$

- толщина слоя из насадки и нефтешлама

$$k := \frac{1}{\frac{1}{\alpha_L} + \frac{S_{\text{tr}}}{\lambda_{st}} + \frac{S_{sl}}{\lambda_{sl}}}$$

$$k = 33.057 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$$

Тогда площадь теплопередающей поверхности определится как:

$$F_{\text{TO}} := \frac{Q_{n1}}{k \cdot (T_{nh2} - T_{nh1})} \quad F_{\text{TO}} = 57.579 \text{ m}^2$$

$$q := 17.52 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

$$F_{\text{TO1}} := \frac{Q_{n1}}{q}$$

$$F_{\text{TO1}} = 57.579 \text{ m}^2$$

Средняя теплота сгорания пиролизного газа определим из условия, что он состоит из нескольких газов, для каждого из которых характерна своя теплота сгорания.

Теплота сгорания ( по справочным данным):

$$Q_{vm} := 2333510^3 \cdot \frac{J}{m^3} \quad \%_{vm} := 17.7 \quad - \text{водород - метановая фракция}$$

$$Q_e := 14620010^3 \cdot \frac{J}{m^3} \quad \%_e := 25.5 \quad - \text{этилен}$$

$$Q_{pr} := 8598010^3 \cdot \frac{J}{m^3} \quad \%_{pr} := 16.2 \quad - \text{пропилен}$$

$$Q_p := 9130010^3 \cdot \frac{J}{m^3} \quad \%_p := 1 \quad - \text{пропан}$$

$$Q_{bb} := 11605010^3 \cdot \frac{J}{m^3} \quad \%_{bb} := 12.2 \quad - \text{бутан - бутилен}$$

$$Q_{pb} := 4600010^3 \cdot \frac{J}{m^3} \quad \%_{pb} := 19.9 \quad - \text{пиробензин}$$

Определим среднюю теплоту сгорания :

$$Q_{pg} := \frac{(Q_{vm} \cdot \%_{vm} + Q_e \cdot \%_e + Q_{pr} \cdot \%_{pr} + Q_p \cdot \%_p + Q_{bb} \cdot \%_{bb} + Q_{pb} \cdot \%_{pb})}{100} = 7.957 \times 10^7 \cdot \frac{J}{m^3}$$

Количество пиролизного газа, необходимого для выработки требуемого количества тепла:

$$G_{g1} := \frac{Q_{n1}}{Q_{pg}} \quad G_{g1} = 45.643 \frac{m^3}{hr}$$

С учетом работы двух блоков:

$$G_{gk} := G_{g1} \cdot 2 = 91.287 \frac{m^3}{hr}$$

Рассчитаем производительность теплообменника:

$$G_{g2} := 602.7 \frac{m^3}{hr} \quad - \text{количество оставшегося пирогаза}$$

$$G_T := \frac{1.1 \cdot (Q_{pg} \cdot G_{g2})}{C_{pn} \cdot (T_{n2} - T_{n1})} \quad G_T = 461.095 \frac{tonne}{hr}$$



## **ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

### **Графические материалы**

1. Технологическая схема котла - утилизатора (1 лист А3)
2. Чертеж общего вида реактора пиролиза (1 лист А2)
3. Чертеж крышки (1 лист А3)